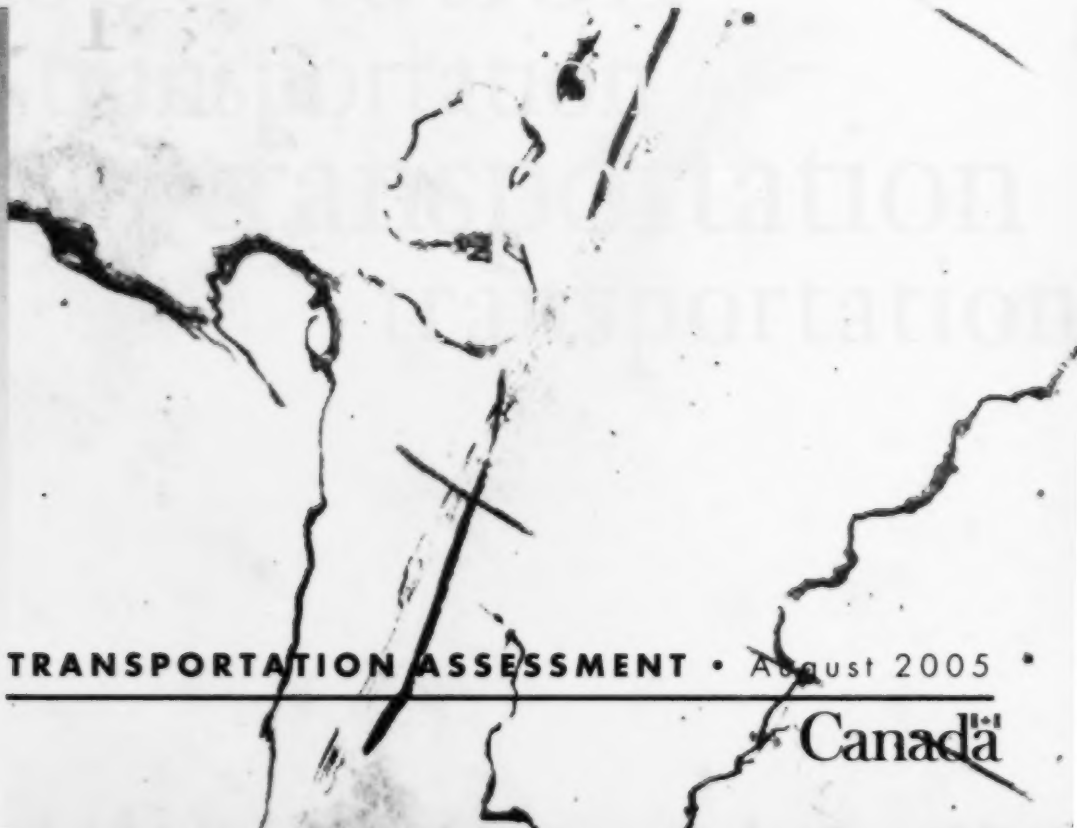
National Energy Board

Office national de l'énergie

Canadian Hydrocarbon **Transportation** System



TRANSPORTATION ASSESSMENT • August 2005 •

Canada

105-07532/

National Energy Board

Office national de l'énergie

Canadian Hydrocarbon **Transportation** System

TRANSPORTATION ASSESSMENT • AUGUST 2005

Canada

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

Cat. No. NE23-129/2005E
ISBN 0-662-41123-4

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

N° de cat. NE23-129/2005F
ISBN 0-662-74705-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

List of Figures and Tables ii

List of Acronyms, Abbreviations and Units iii

Foreword iv

Chapter 1: Introduction 1

Chapter 2: The Canadian Hydrocarbon Transportation System 3

2.1 Adequacy of Pipeline Capacity 3
2.1.1 Price Differentials and Firm Service Tolls 3
2.1.2 Capacity Utilization on Major Routes 5
2.1.3 Apportionment 7

2.2 Index of Pipeline Tolls 10

2.3 Shipper Satisfaction 12
2.3.1 NEB Pipeline Services Survey 12
2.3.2 Informal Monitoring 13
2.3.3 Formal Complaints 14

2.4 Pipeline Financial Viability and Ability to Raise Capital 14
2.4.1 Financial Ratios 14
2.4.2 Credit Ratings 16
2.4.3 Access to Capital Markets 18
2.4.4 Other Comments by the Investment Community 18
2.4.5 Assessments by Equity Analysts 19

Chapter 3: Conclusions and Emerging Issues 20

Appendix 1: Debt Rating Comparison Chart 23

Appendix 2: Pipeline Services Survey Aggregate Results 24

FIGURES

1	Gas and Oil Pipelines Regulated by the National Energy Board	2
2	Dawn - Alberta Basis vs. TransCanada Toll and Fuel	4
3	Sumas - Station 2 Basis vs. Westcoast T-South Toll and Fuel	5
4	TransCanada Mainline Throughput vs. Capacity	6
5	Westcoast Mainline Throughput vs. Capacity	6
6	Alliance Throughput vs. Capacity	7
7	Enbridge Pipeline Throughput vs. Capacity	7
8	Terasen (TMPL) Throughput vs. Capacity	8
9	Express Throughput vs. Capacity	8
10	Gas Pipeline Tolls and the Implicit Price Index (Normalized to the Year 1997)	11
11	Oil Pipeline Tolls and the Implicit Price Index (Normalized to the Year 1997)	11
12	Overall Quality of Service (Industry Average 3.78)	13

TABLES

1	Enbridge Apportionment	9
2	Terasen (TMPL) Apportionment	9
3	Cochin Apportionment	10
4	EBIT Interest Coverage Ratios	15
5	Return on Equity for the Period 1999 to 2004	16
6	DBRS Credit Rating History – Senior and Subordinated Debt	17
7	S&P Credit Rating History	17
App. 1	Debt Rating Comparison Chart	23

Acronyms and Abbreviations

AOS	Authorized Overrun Service
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
B.C. System	TCPL B.C. System
Chevron	Chevron Canada Limited
Cochin	Cochin Pipe Lines Ltd.
DBRS	Dominion Bond Rating Service
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Express	Express Pipeline Limited Partnership
FFO	Funds from Operations
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
FT	Firm transportation
IPI	Implicit Price Index
IT	Interruptible transportation
LNG	Liquefied natural gas
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline
MPL	Montreal Pipe Line
NEB or Board	National Energy Board
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
ROE	Return on Equity
S&P	Standard & Poor's
SOEI	Sable Offshore Energy Inc.
T-South	Transportation South Zone on Westcoast
Terasen (TMPL)	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
TNPI	Trans-Northern Pipeline Inc.
TQM	Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.
TransCanada or TCPL	TransCanada PipeLines Limited
U.S.	United States
WCSB	Western Canada Sedimentary Basin
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

Units

Bcf	Billion cubic feet
Bcf/d	Billion cubic feet per day
MMcfd	Million cubic feet per day
GJ	Gigajoule
m^3/d	Cubic metres per day
$10^3m^3/d$	Thousand cubic metres per day
MW	Megawatt

FOREWORD

As part of its regulatory mandate, the National Energy Board (the Board or NEB) continually monitors energy and transportation markets to ensure that Canadians derive the benefits of economic efficiency. To further assist in its monitoring efforts, the Board identified a need in its *2004-2005 Report on Plans and Priorities* to implement a performance measurement system for pipeline tolls and tariffs, including the financial health of the pipeline industry.

This report provides an assessment of how the Canadian hydrocarbon transportation system is currently functioning and sets out the framework the Board will use for future assessments.

The data contained within this report is based on publicly available information collected and monitored by NEB staff. In identifying some of the emerging issues around the transportation system, the Board also benefited from discussions with members of the investment community. A draft of the report was sent to the Canadian Energy Pipeline Association and the Canadian Association of Petroleum Producers for comment prior to its release.

Any comments on the report or suggestions for further analysis can be directed to:

Barry Branston
Applications Business Unit
National Energy Board

Telephone: (403) 299-3650
Email: bbranston@neb-one.gc.ca

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding, it can submit the material as it can submit any public document. In such a case, the material is in effect adopted by the party submitting it and that party could be required to answer questions on it.

INTRODUCTION

The Canadian hydrocarbon transportation system moves over $100 billion in petroleum products and natural gas to Canadians and export markets each year. In 2004, energy export revenue was almost $59 billion, accounting for about 15 percent of total Canadian exports. Energy is essential to our daily lives and the ability of the pipeline transportation system to reliably and efficiently deliver this energy is critical to our country's economic well-being. The Board regulates the physical and financial operations of pipelines that cross interprovincial boundaries and the international boundary.

The Board has developed five corporate goals to ensure that its regulatory program provides value to Canadians. The third goal is that "Canadians derive the benefits of economic efficiency". To determine whether this goal is being achieved, the Board monitors energy and transportation markets for evidence that they are working well.

Each year the Board issues various Energy Market Assessment reports that focus on different aspects of Canadian energy markets. This is the first time that the Board has issued a report that focuses on the functioning of the Canadian hydrocarbon transportation system.

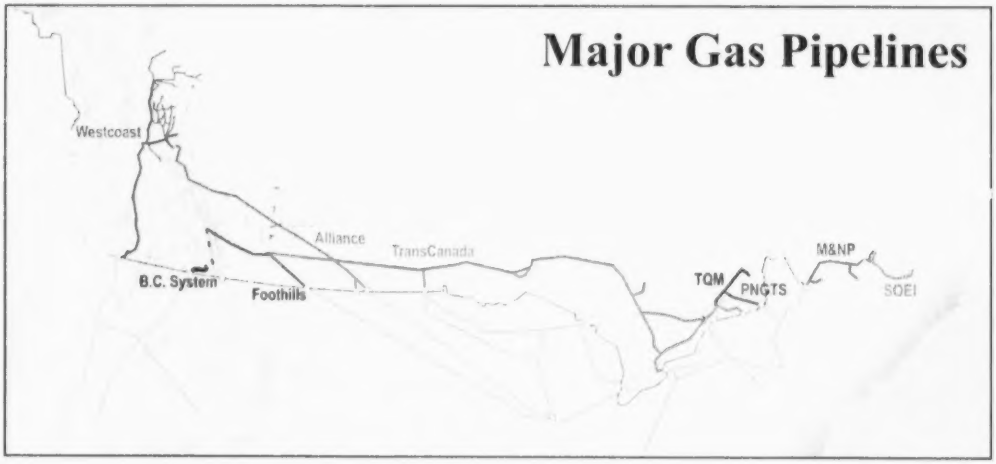
This report is similar to the Board's other market monitoring reports and its intent is to assess how well the Canadian hydrocarbon transportation system is working and to outline a system to monitor and measure the performance of the transportation system from year to year. This report should not be read as a regulatory document, like a Reasons for Decision. In this report, the Board is not making a determination on regulatory matters such as the appropriate rate of return on equity that should be earned by pipeline companies. Thus, the factors on which the functioning of the transportation system is assessed are not the same as those which are applied in a regulatory proceeding.

For the transportation system to work well, the Board believes that the following three outcomes should be achieved:

1. there is adequate pipeline capacity in place to move products to consumers who need them;
2. pipeline companies are providing services that meet the needs of shippers at reasonable prices; and
3. pipeline companies have adequate financial strength to attract capital on terms and conditions that enable them to effectively maintain their systems and build new infrastructure to meet the changing needs of the market.

To assess the extent to which these outcomes are being achieved, the Board used publicly available data for Group 1 regulated companies (see Figure 1). This group comprises the major pipeline companies that are subject to ongoing regulatory oversight by the Board. As these companies represent a major part of the Canadian transportation system, the data from these companies provides a good view into the overall functioning of the transportation system.

Gas and Oil Pipelines Regulated by the National Energy Board



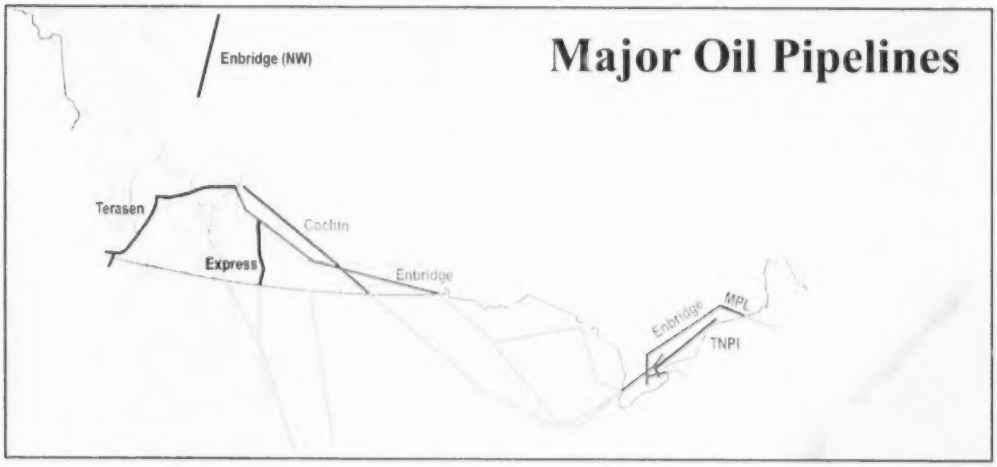
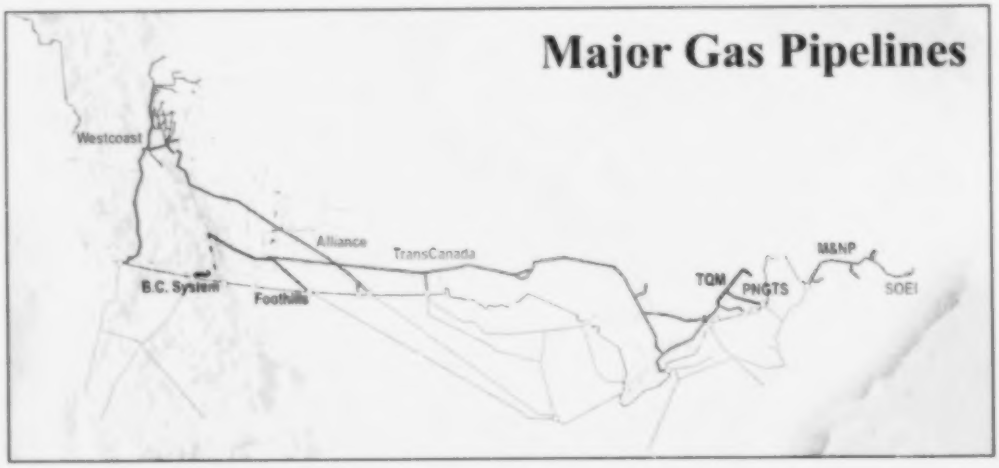
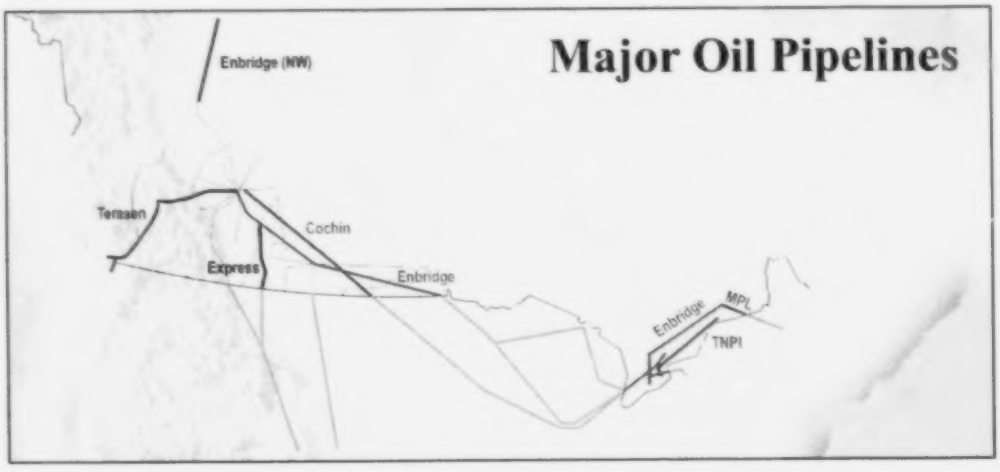


FIGURE 1

Gas and Oil Pipelines Regulated by the National Energy Board





THE CANADIAN HYDROCARBON TRANSPORTATION SYSTEM

2.1 Adequacy of Pipeline Capacity

A key measure of the efficient operation of energy markets is that there is adequate pipeline capacity to transport crude oil, refined products, natural gas and natural gas liquids from producing regions to market areas.

This section examines the following factors to assess the current adequacy of the pipeline capacity:

- price differentials compared with firm service tolls for major transportation paths
- capacity utilization on pipelines; and
- the degree of apportionment on major oil pipelines.

The Board has generally taken the view that it is better to have some excess pipeline capacity than to have inadequate capacity. While there are costs associated with having excess capacity in terms of higher tolls for shippers, the costs associated with insufficient pipeline capacity are generally greater. When there is inadequate take-away capacity, natural gas or oil production is shut-in or shipped to less attractive markets, resulting in foregone revenues for producers, foregone royalty revenue for governments, higher commodity prices for downstream consumers, an inefficient allocation of supply and a negative signal to investors in the upstream sector. The assurance that adequate capacity is available to serve various market regions provides a strong incentive to invest in exploration and development.

Further, some excess capacity in the system provides flexibility in the market. For example, when gas demand and prices are high in California because of poor hydro-electric conditions, Canadian producers would like to move gas to that market. When cold weather strikes the U.S. Northeast and prices in that market increase, the existence of some spare capacity allows producers to swing supply to that market, meeting consumers' needs and helping prices to stabilize.

The importance of having adequate pipeline capacity in place is highlighted by the fact that the value of natural gas and oil transported in NEB-regulated pipelines far exceeds the cost of service on those pipelines (e.g., in 2004 the value of products transported was approximately $100 billion compared with $4.5 billion for the cost of providing transportation service).

2.1.1 *Price Differentials and Firm Service Tolls*

One measure of adequacy is based on the principle that, if adequate capacity exists, the price differential (or basis) between two points on a pipeline should be equal to or less than the cost of

transportation. As long as the price differential is less than the firm service toll plus fuel, the market is demonstrating that there is adequate pipeline capacity between the two pricing points. When there is inadequate pipeline capacity between two market points, the basis will exceed the cost of transportation. In a market with adequate capacity, sellers would generally redirect their product to the higher price market, thereby meeting that region's need for energy. Where inadequate capacity exists, the product cannot get to market and the price differential persists, resulting in higher prices for consumers and lost revenues for producers.

In order to use this measure, there must be reasonably good pricing data available. Two examples of price differentials compared with firm service tolls are provided below; one for transportation on TransCanada PipeLines Limited (TransCanada or TCPL) and one for transportation on Westcoast Energy Inc. (Westcoast).

Figure 2 shows the basis between the Alberta border and the Dawn delivery point compared with the TransCanada firm service toll between the two points, including fuel costs. The fact that the basis is consistently lower than the firm service toll demonstrates that there generally has been excess capacity available on TransCanada since at least January 2001, although it appears that capacity between these two points has firmed up during the summer months since July 2002.

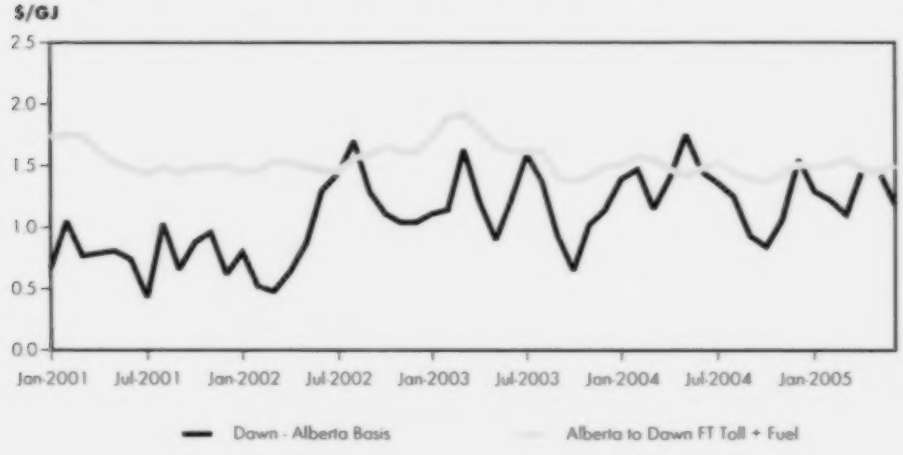
Figure 3 shows the basis between Compressor Station 2 on the Westcoast system and the Sumas export point compared with the Westcoast firm service toll between the two points (T-South or Southern Mainline), including fuel costs. Except for a few months, the basis has been lower than the transportation costs since February 2001, which indicates that there has been adequate capacity in place since that time[1].

Dawn-Parkway Corridor

Although there is inadequate pricing data available, there is evidence that capacity is tight on the Dawn-Parkway corridor of the Union Gas system. After the close of a binding open season in December 2004, Union signed contracts with 22 parties for an expansion of its system between Dawn and Parkway. Following the consideration of Union's facilities application, the Ontario Energy Board

FIGURE 2

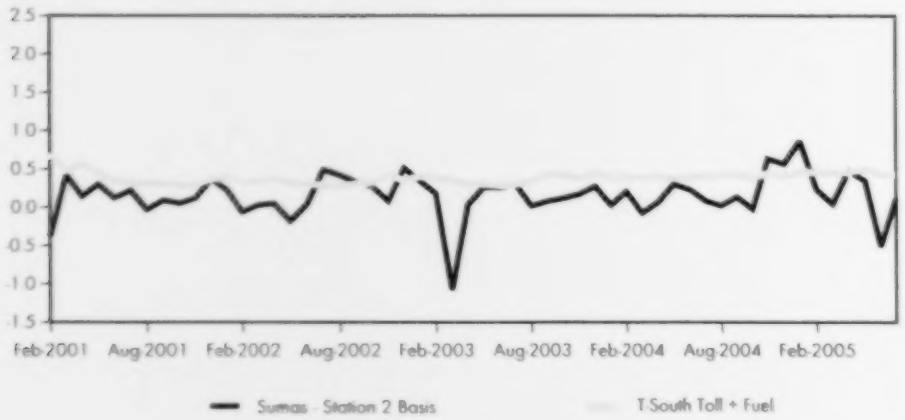
Dawn - Alberta Basis vs. TransCanada Toll and Fuel



1 The negative price differential at March 2003 may be a data anomaly.

FIGURE 3

Sumas - Station 2 Basis vs. Westcoast T-South Toll and Fuel



approved the expansion which is expected to be in service by November 2006. While not regulated by the NEB, this corridor is a key link between the Dawn hub and markets in eastern Canada and the U.S. Northeast.

2.1.2 *Capacity Utilization on Major Routes*

Where good pricing data is not available at major injection and delivery points on a pipeline system, another measure of adequate capacity is to monitor pipeline throughput compared with capacity. Capacity utilization is monitored for most large pipelines regulated by the Board.

The following figures show pipeline average monthly throughput compared with capacity on some of the largest pipeline systems regulated by the NEB, including TransCanada, Westcoast, Alliance Pipeline Ltd. (Alliance), Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (Terasen (TMPL)) and Express Pipeline Limited Partnership (Express).

The volumes shown on Figure 4 are average monthly throughput[2] on the TransCanada Mainline and are approximately equal to the amount of gas flowing east on the Mainline from Saskatchewan. These volumes are compared with the design capacity of TransCanada's prairie line. Figure 4 shows that since April 2003, the prairie line has been operating at between 70 to 80 percent of capacity.

Figure 5 shows the average monthly throughput on Westcoast's Southern Mainline compared with capacity between Station 2 and the Sumas export point. This figure shows the seasonal nature of throughput on the Southern Mainline with more volumes being transported during the peak winter months and less volumes being transported during the summer months.

In Figure 6, throughput on Alliance's system is compared with the firm service contracted capacity of 37,534 $10^3m^3/d$ (1,325 MMcfd) and physical capacity, which has been calculated as the sum of the contracted capacity and capacity made available for Authorized Overrun Service (AOS). As shown, Alliance's capacity has been virtually 100 percent utilized since the commencement of its operations because of the high contract level and the offering of AOS, priced at only the cost of fuel, which has filled any additional capacity.

2 Daily fluctuations in throughput are not shown on the figure.

FIGURE 4

TransCanada Mainline Throughput vs. Capacity

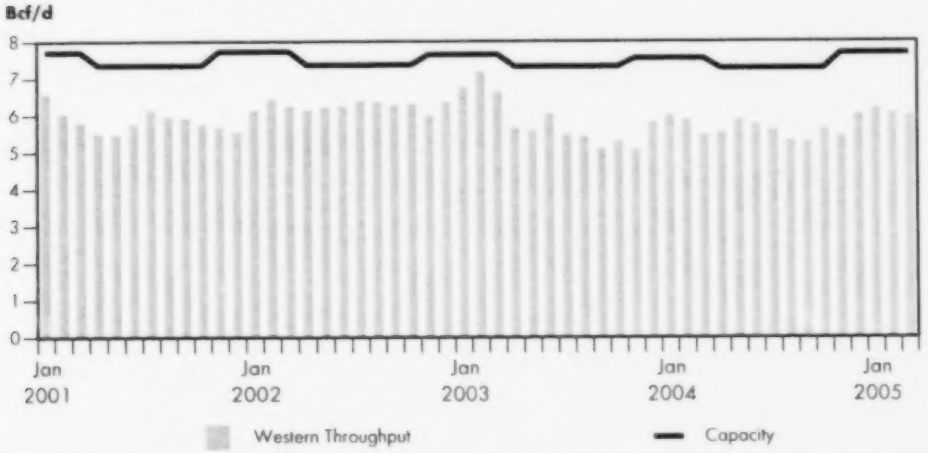
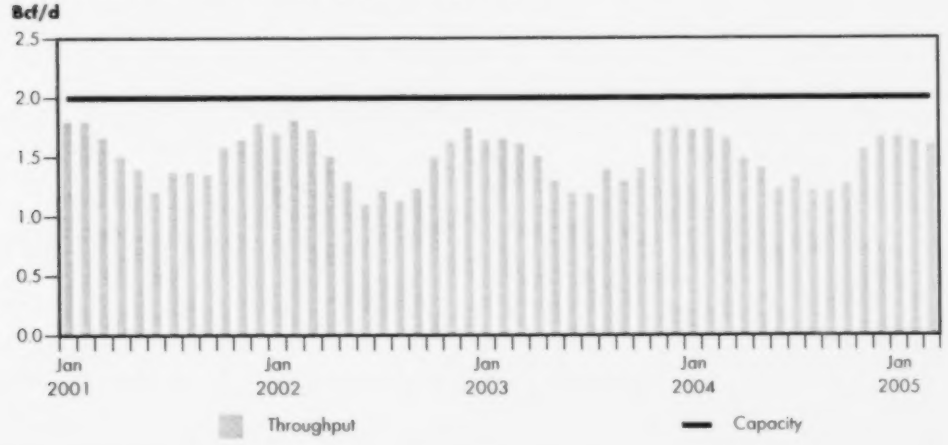


FIGURE 5

Westcoast Mainline Throughput vs. Capacity



It is somewhat difficult to assess utilization of the Enbridge system because it consists of several lines, most of which are dedicated to carrying specific grades of crude oil or natural gas liquids. As shown in Figure 7, since January 2001 Enbridge's mainline has been operating, on an overall average, at levels as low as 68 percent of capacity and as high as 86 percent of capacity. In the first quarter of 2005, Enbridge's mainline was operating at around 74 percent of capacity. Certain lines, particularly Lines 4 and 9 have been operating at or close to full capacity, with some apportionment (see section 2.1.3).

Terasen (TMPL) was operating at near capacity in 2003-04, with apportionment in January and March 2004. Given the high utilization rate, expected rising demand for pipeline space related to expected production growth in the oil sands, and increased shipments of heavy crude oil, Terasen (TMPL) applied in December 2003 for a 4 300 m^3/d expansion. The Board approved this expansion and it went into service in September 2004. In the first quarter of 2005, Terasen (TMPL) operated at approximately 60 percent of capacity, mainly because of refinery turnarounds on the west coast (see Figure 8).

FIGURE 6

Alliance Throughput vs. Capacity

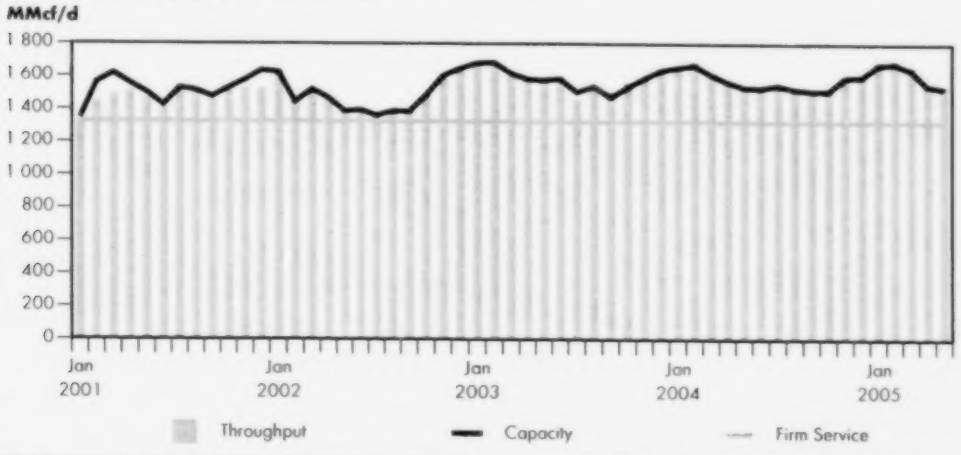
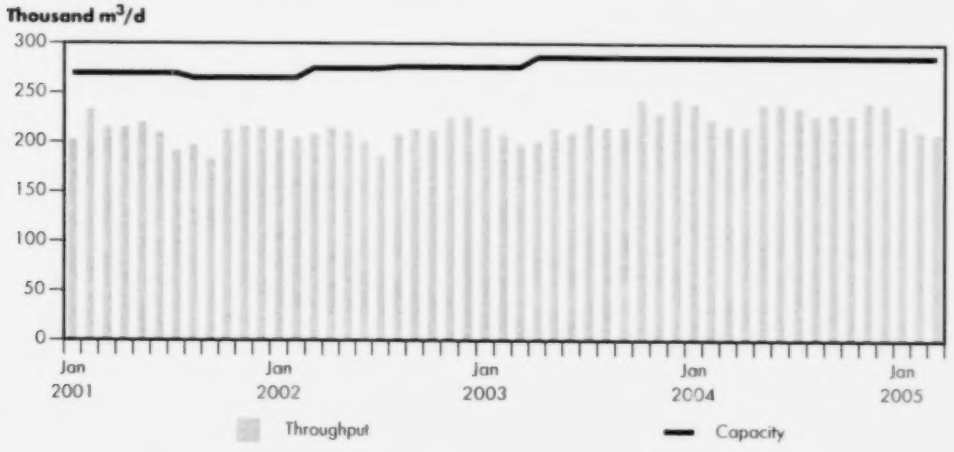


FIGURE 7

Enbridge Pipeline Throughput vs. Capacity



Express Pipeline Limited Partnership has been operating at full capacity for several years; at times exceeding 100 percent of its rated capacity (see Figure 9). On 1 April 2005, an expansion of 17 100 m³/d was completed. Unlike Enbridge or Terasen (TMPL), Express primarily operates with long-term financial commitments with its shippers. Given that shippers have financially committed to the system, they will tend to use their available space on Express before shipping on other systems.

2.1.3 *Apportionment*

Oil pipelines operate for the most part as common carriers. On common carriers, shippers nominate their desired volumes for delivery into the pipeline on a monthly basis and have no contractual rights to the pipeline's capacity. Lack of adequate pipeline capacity occurs when shippers nominate more oil or oil products for transport than the pipeline can carry that month. When this happens, each of the shippers that nominate volumes is allotted or "apportioned" a share of the available capacity based on the capacity allotment agreement for each pipeline. Some recent apportionment data for Enbridge, Terasen (TMPL) and Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin) are shown below.

FIGURE 8

Terasen (TMPL) Throughput vs. Capacity

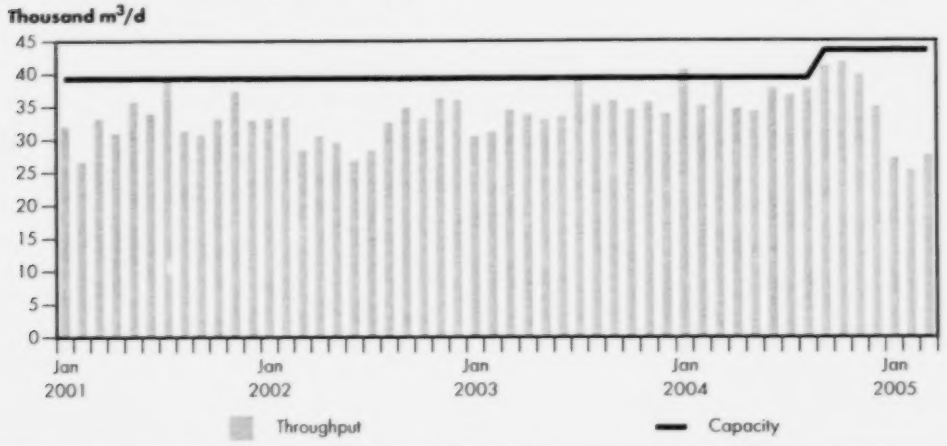
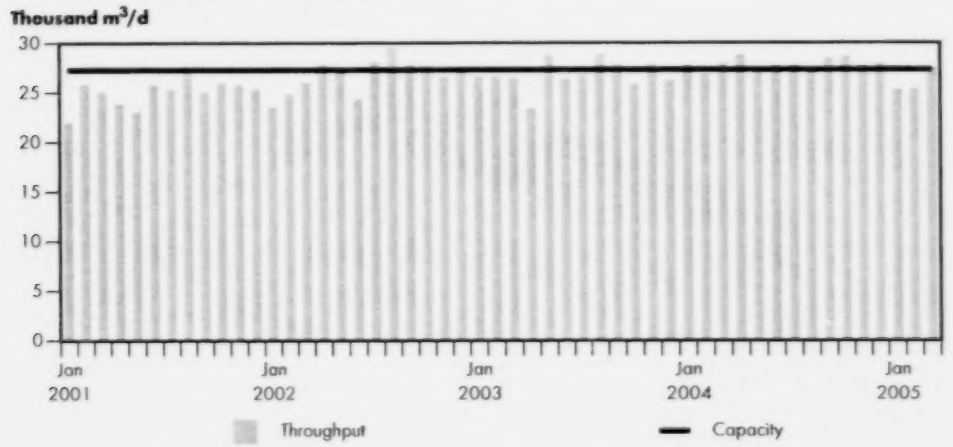


FIGURE 9

Express Throughput vs. Capacity



Enbridge

Enbridge's Line 2 and 4 are dedicated to the transportation of heavy crude oil, while Line 3 is dedicated to light and medium crude oils. In the first quarter of 2005, Line 4 was either marginally over subscribed or fully subscribed. In the third quarter of 2005, Enbridge is planning to switch service in Lines 2 and 3, thereby increasing heavy capacity by 39 000 m^3/d.

Enbridge's Line 9 has a capacity of 38 150 m^3/d and transports oil from Montreal to Sarnia. As shown in Table 1, apportionment has occurred fairly frequently on this line. One reason for this apportionment is increased shipments of crude oil produced from the Hibernia and Terra Nova fields which have high wax content and decreases operating capacity. Another reason is that foreign crude oil has been attractively priced and imports have been high in several months.

TABLE 1

Enbridge Apportionment

	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dec-04	Jan-05	Feb-05	Mar-05	Apr-05
Line 4 Apportionment	0%	0%	0%	6%	0%	0%	1%	0%
Throughput ($10^3m^3/d$)	98.1	100.5	101.4	119.3	113	114.2	114.8	104.7
Line 9 Apportionment	21%	18%	0%	0%	4%	10%	0%	0%

TABLE 2

Terasen (TMPL) Apportionment

	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dec-04	Jan-05	Feb-05	Mar-05	Apr-05
Apportionment	24%	14%	14%	0%	0%	0%	0%	13% L 62% D
Throughput ($10^3m^3/d$)	41.2	41.8	39.8	34.9	27.2	25.4	28.3	37.2

Terasen (TMPL)

On Terasen (TMPL), apportionment is calculated separately for volumes delivered to land-based and Westridge Dock destinations (shown as L and D respectively in Table 2). Apportionment in September through November 2004 was attributed to land-based nominations that were due to increased demand as well as maintenance on the system that reduced available capacity. Even with the capacity expansion that was completed in September 2004, there was apportionment in November due partly to greater demand by Washington State refiners. From December 2004 to March 2005, throughput fell and there was no apportionment for those months. The April 2005 apportionment of 13 percent for land-based volumes likely reflects increased nominations from the Washington refineries following plant turnarounds. The 62 percent apportionment for the Westridge Dock could reflect increased test shipments of heavier type crude oils.

As a result of periods of apportionment on Terasen (TMPL) since 2003, two applications have been filed with the Board. One is from Chevron Canada Limited (Chevron) for an order designating Chevron's refinery at Burnaby, B.C. as a priority destination for unapportioned delivery of crude oil from Edmonton. The second application was filed by Chevron Standard Limited, Neste Canada Inc. and Chevron for an order designating Chevron's refinery at Burnaby, B.C. as a priority destination for the unapportioned delivery of iso-octane from Edmonton.

Cochin

The capacity on Cochin is dependent on the type of product that is transported in the line and the time of year. Propane, ethane, ethylene and field-grade butane can all be transported on the line but the amount of ethylene nominated in a month affects the capacity. When there is a large amount of ethylene in the line, the capacity is reduced significantly. Cochin is still on pipeline restrictions since a rupture on the U.S. portion of the pipeline and a subsequent fire in 2003.

There was no apportionment in the first quarter of 2005, but pressure restrictions continue to limit capacity on Cochin. Apportionment is anticipated to occur between June and September 2005 due to a scheduled line shut-down for hydro-testing.

TABLE 3

Cochin Apportionment

	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dec-04	Jan-05	Feb-05	Mar-05	Apr-05
Apportionment	32%	0%	0%	5%	0%	0%	5%	0%
Throughput ($10^3m^3/d$)	7.4	11.4	11.0	10.3	12.3	8.7	7.6	9.4

Wascana Pipeline

As operator of the Wascana Pipeline, PMC (Nova Scotia) Company received notice that the Bridger Pipeline would not be able to accept deliveries of crude oil from Wascana south of the first Bridger Pipeline pump station at Poplar, Montana because of integrity concerns. As a result of this constraint on the U.S. side, Wascana has been operating at greatly reduced rates. The Bridger Pipeline is currently investigating and repairing a large number of anomalies that were identified on its system. While it is still too early to determine with any certainty when the Bridger Pipeline will return to normal operation, the company's target is the end of August 2005.

2.2 Index of Pipeline Tolls

Another indicator of the efficiency of the transportation system is whether pipeline companies are providing services that meet the needs of shippers at stable and reasonable prices. The Board assesses this by analyzing the change over time in a benchmark toll for each major pipeline (e.g., TransCanada's Eastern Zone toll or Westcoast's T-South export toll). Given the nature of cost of service regulation, pipeline tolls may increase simply because a major capital project was undertaken to meet shippers' needs. Nonetheless, if a benchmark toll increases sharply, it could indicate an issue in transportation markets (e.g., falling throughput or contract demand).

Gas Pipelines

Figure 10 compares the tolls for TransCanada, Westcoast and Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) with the Implicit Price Index (IPI), Non-residential structures[3], normalized to the year 1997.

The increase in TransCanada's Eastern Zone toll between 1997 and 2001 is mainly attributed to the large amount of decontracting on the Mainline during that period, particularly after the startup of the Alliance pipeline in 2000. The toll has been tracking the IPI fairly closely since 2001.

In 2000, Westcoast's T-South export toll increased over 10 percent from the previous year primarily because of non-routine pipeline integrity costs. The export toll began moving more closely to the IPI in 2001.

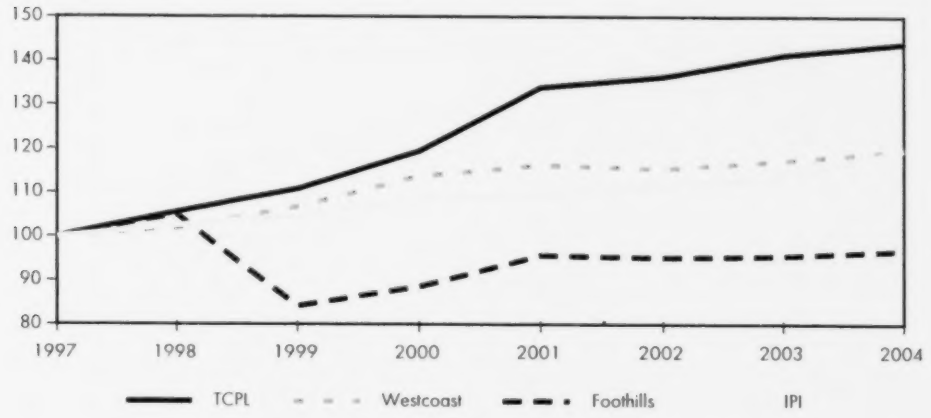
After declining in 1999 as a result of a cost-effective expansion of its system, Foothills' Zone 9 tolls have remained fairly stable. In addition, Maritimes & Northeast Pipeline's (M&NP) tolls have been relatively constant at around $0.66-68/GJ since it began operations in 2000 and Alliance's tolls have remained flat at $0.77/GJ since it began operations in 2001.

3 Statistics Canada suggested this index as being a suitable index for pipeline services.

Statistics Canada - CANSIM Series v3840577 - Table 384-0036: Implicit price indexes, Gross Domestic Product (GDP), PEA; Canada; Business gross fixed capital formation, non-residential structures (Index, 1997=100)

FIGURE 10

Gas Pipeline Tolls and the Implicit Price Index (Normalized to the Year 1997)



Oil Pipelines

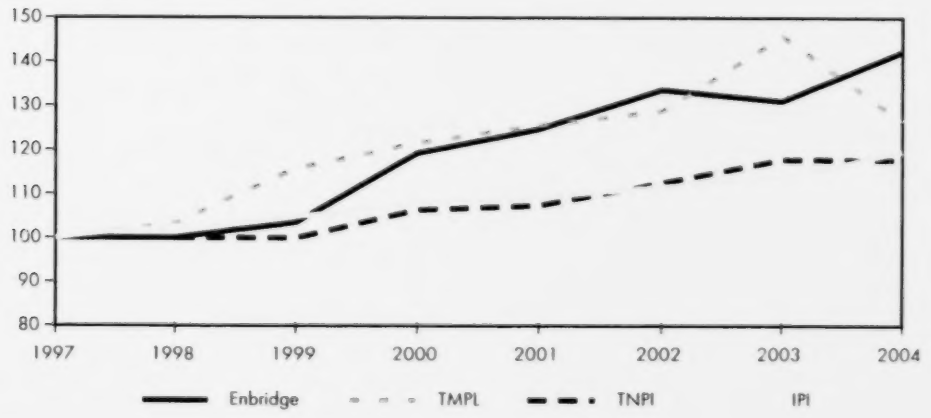
Figure 11 below shows benchmark tolls for Enbridge, Terasen (TMPL) and Trans-Northern Pipelines Inc. (TNPI) compared with the IPI, Non-residential structures, normalized to the year 1997.

In 2000, Enbridge's tolls (Edmonton to International border) increased because throughput levels were unexpectedly low in 1999. Under its negotiated settlement, Enbridge was able to recapture the shortfall in the ensuing years. The increase in 2004 tolls was mainly because Enbridge was operating at approximately 80 percent capacity utilization, as throughput has not filled recent capacity expansions. The full fixed costs are spread across lower volumes, resulting in higher tolls.

In 1999, Terasen (TMPL)'s tolls (Edmonton to Burnaby) increased because of low forecasted throughput (the 1999 forecast was 17.9 percent lower than the 1998 forecast and the toll is calculated based on forecast throughput). In 2004, Terasen (TMPL)'s tolls decreased, mainly because of the

FIGURE 11

Oil Pipeline Tolls and the Implicit Price Index (Normalized to the Year 1997)



disposition of 2003 deferrals for higher revenue and lower costs and slightly higher throughput starting in October 2004.

TNPI's tolls (Oakville to Montreal) have generally moved in tandem with the IPI since 1997.

2.3 Shipper Satisfaction

Shipper satisfaction is also another key measure of the efficiency of the transportation system. The Board uses the following tools to measure shipper satisfaction with the services they receive from pipeline companies:

- an annual survey;
- feedback through informal discussions with shippers and other stakeholders; and
- formal complaints filed with the Board.

2.3.1 *NEB Pipeline Services Survey*

In June 2004, the Board established an annual Pipeline Services Survey to obtain direct feedback from the shippers of ten major NEB-regulated pipeline companies on the level of service provided by those companies. The survey was also used to obtain feedback on the Board's performance in implementing its regulatory role with respect to tolls and tariffs.

In January 2005, the first Pipeline Services Survey was administered. Companies sent the survey to each of their active shippers, who then returned their responses directly to the Board. The overall response rate to the survey was 23 percent.

After analyzing the survey responses, the Board published a summary of the results in aggregate. The aggregate results include the industry average and distribution of responses for each question and a summary of any major themes or trends. In addition, the Board provided each pipeline and those shippers that participated in the survey with detailed company-specific results. Those results included the pipeline company's average rating and distribution of responses for each question and the verbatim comments received from shippers, with the source of those comments removed.

Figure 12 shows the aggregate results for the first survey question, which asked shippers to rate the overall quality of service provided over the last year (1 indicates "very dissatisfied" and 5 indicates "very satisfied"). The figure shows that shippers, on average, are reasonably satisfied with the services provided by pipeline companies[4].

The survey results indicated that shippers believe the pipeline companies are doing well in the following areas:

- physical reliability of operations;
- timeliness and accuracy of invoices and statements; and
- timeliness and usefulness of operations information.

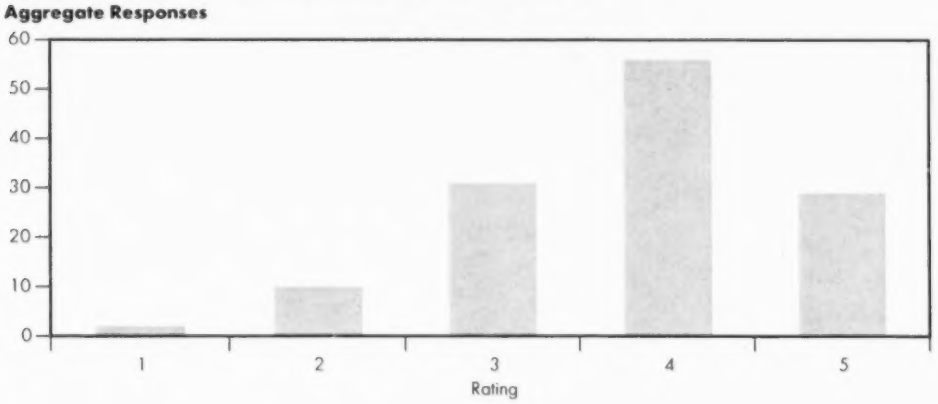
The areas where shippers believe that pipeline companies could improve the most are:

- make tolls more competitive;

4 The industry average is the average of all responses across all pipelines.

FIGURE 12

Overall Quality of Service (Industry Average, 3.78)



- exhibit an attitude of continuous improvement and innovation; and
- work towards fair and reasonable solutions when resolving issues.

Appendix 2 provides the aggregate scores on all survey questions. For the complete report on the aggregate results, go to www.neb-one.gc.ca/Publications/ and look under Survey Results.

2.3.2 *Informal Monitoring*

Informal monitoring involves face-to-face discussions between NEB staff and pipeline companies, shippers, provincial regulators and other stakeholders, such as members of the investment community. It enables NEB staff to seek views on industry issues and concerns, including pipeline performance and perceptions about regulatory processes. These discussions also provide the Board with an opportunity to gauge the efficiency of transportation systems and can provide an early signal of the need for leadership in some areas of economic regulation[5].

Some examples of comments received from stakeholders during informal monitoring meetings included:

- Where possible, tolls should be set for multiple years (e.g., three to five years) at a time. This practice would provide cost savings, more toll certainty and avoid re-examining the same material over and over. Some shippers stated that an NEB policy statement would encourage this outcome (similar to what the Federal Energy Regulatory Commission does with its *Notice of Proposed Rulemakings*). This suggestion was supported by a number of members of the investment community.
- A mechanism is needed for the Board to hear shipper concerns on a regular basis. With negotiated settlements, shippers feel that the Board gets little information on their concerns.

5 The Board is, of course, bound by its Code of conduct not to discuss any matter with outside parties that is currently a matter before the Board in a regulatory proceeding. See the Board's Web site for a copy of the Code of conduct.

2.3.3 *Formal Complaints*

The number and nature of formal shipper complaints to the Board is another indicator of how satisfied shippers are with pipeline services. A sizeable number of complaints could indicate that a problem needs to be addressed. There have only been a few complaints filed in the last two years that have required a formal process before the Board.

2.4 Pipeline Financial Viability and Ability to Raise Capital

The final measure of the efficiency of the transportation system is the financial strength of the pipeline companies. This section looks at the financial viability of several NEB-regulated pipeline companies and their ability to raise capital on reasonable terms and conditions to invest in infrastructure. To undertake this assessment, the following factors are examined: financial ratios, credit rating reports and equity analyst assessments.

As noted in the Introduction, it is not the intention of this report to assess factors that would be examined in a regulatory proceeding on cost of capital such as the comparable earnings standard or the capital attraction standard. Rather, the purpose of this report is to provide a broad assessment as to whether the Canadian transportation system is working and one factor in that regard is whether it is able to efficiently expand to meet the needs of producers and end-use customers.

2.4.1 *Financial Ratios*

Financial ratios are useful indicators of a company's performance and financial situation. They can be used to evaluate a company's liquidity, operating performance, growth potential and risk. Evaluating financial ratios is most meaningful when the ratios for a particular company are tracked over time or compared with industry benchmarks. Care must always be exercised in collecting and interpreting financial ratios for pipeline companies given that some financial information pertains to their larger parent companies which may include non-regulated assets.

Some key ratios used to assess the financial viability of pipeline companies include interest coverage ratios, funds from operations to total debt, return on equity (ROE) and total debt to equity. A few of these ratios are discussed below.

Interest Coverage Ratios

Interest coverage ratios measure how many times interest payments could be made with a company's earnings before interest expenses and income taxes are paid. From a bondholder's perspective, interest coverage is an indicator of whether a company could have problems making its interest payments. From an equity holder's perspective, this ratio helps to give some indication of the short-term financial viability of the company.

One formula used to determine the coverage of interest is Earnings Before Interest and Taxes (EBIT) divided by Annual Interest Expense. Another coverage ratio that focuses on cash flows rather than accounting income is funds from operations (FFO) interest coverage. FFO interest coverage data are not included in this report.

A higher coverage ratio is typically better for both bondholders and equity investors. From a bondholder's perspective, a high coverage ratio indicates a low probability that the firm will fail to

meet its interest obligations in the near term. For stock investors, a high ratio indicates that a company is relatively solvent.

Table 4 shows the EBIT interest coverage ratios for Group 1 pipeline companies as calculated by the Dominion Bond Rating Service (DBRS). Most interest coverage ratios are in the 2-3 times range, except for Terasen (TMPL) which has a coverage ratio many times higher than its peers. The reason for this higher ratio is primarily because of Terasen (TMPL)'s common equity ratio of 45 percent, which means it carries less debt. Table 4 also shows that the coverage ratios for most companies are stable or improving over time.

DBRS notes that interest coverage ratios for Canadian pipelines are often lower by 1.0 to 1.25 times than those for U.S. pipelines. It cites the following factors as contributing to these lower coverage ratios:

- lower allowed returns on equity (typically 200 basis points);
- lower allowed deemed common equity ratios of 30 percent to 35 percent in Canada; and
- flow-through tax accounting in Canada versus the normalized method in the U.S. (which allows for the recovery of deferred income taxes in tolls).

Despite the lower coverage ratios as noted by DBRS, none of the major NEB-regulated companies has had a problem servicing their debt obligations.

Return on Equity

Return on Equity (ROE) is a common measure of financial performance and is frequently used when evaluating and comparing companies. The ROE a company earns can be expressed financially as net income divided by common equity. However, for NEB-regulated pipeline companies, this ratio is expressed as the return on the equity portion of the rate base that is approved by the Board.

Table 5 shows the actual ROE for several Group 1 pipeline companies from 1999 to 2004 along with the NEB-approved ROE in accordance with the RH-2-94 Formula[6]. Alliance, Enbridge, M&NP and Terasen (TMPL) are not subject to the NEB-approved ROE as they all have negotiated a different

TABLE 4

EBIT Interest Coverage Ratios

	2000	2001	2002	2003
Alliance	-	1.85	1.92	1.85
Enbridge	2.80	2.84	3.02	-
Foothills	2.16	2.16	2.39	2.41
M&NP	1.55	1.82	2.05	-
Terasen (TMPL)	3.62	4.69	6.12	7.03
TQM	1.99	2.15	2.36	2.36
TransCanada	1.97	2.16	2.32	2.36
Westcoast	1.58	1.99	2.14	1.85

6 Formula used to determine the rate of return on common equity for certain NEB-regulated pipelines, established in the RH-2-94 Proceeding, as amended to eliminate rounding.

TABLE 5

Return on Equity for the Period 1999 to 2004

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Alliance	-	11.21	11.25	11.25	11.25	-
Enbridge	11.70	11.20	12.20	13.00	-	-
Foothills	9.58	9.90	9.61	9.53	9.79	9.56
M&NP	-	13.80	14.20	12.95	12.31	13.75
Terasen (TMPL)	18.50	17.50	19.60	20.40	20.40	-
TQM	9.94	9.96	10.21	9.80	10.21	9.84
TransCanada	9.64	9.99	9.72	9.95	10.18	10.18
TCPL B.C. System	9.58	9.90	6.86	9.53	8.21	8.51
Westcoast Field Services	-	-	13.62	14.87	6.76	11.63
Westcoast Transmission	11.68	12.68	15.84	13.44	12.93	10.28
NEB RH-2-94 Formula	9.58	9.90	9.61	9.53	9.79	9.56

Source: DBRS (Enbridge, Terasen); NEB Surveillance and Annual Reports (all others); dash indicates not available

ROE with their shippers[7]. Also, Westcoast's Field Services Division is not subject to the formula as its tolls for gathering and processing services are negotiated individually with shippers.

The ROE numbers for Enbridge and Terasen (TMPL) have been taken from their DBRS Credit Rating reports as those companies currently do not file NEB surveillance reports. As such, the numbers are somewhat higher than one would normally expect and might include some non-regulated income in the calculations (e.g., Terasen (TMPL)'s income includes $6 to $7 million annually of dividend income from its parent, Terasen Inc.). The complete details of these credit rating reports should be read before comparing the ROE for Enbridge and Terasen to the other companies listed in Table 5.

2.4.2 *Credit Ratings*

In Canada, credit ratings are determined by three independent credit rating agencies, DBRS, Moody's and Standard & Poor's (S&P). See Appendix 1 for a comparison of the rating scales for DBRS and S&P. Credit ratings, like stock prices, generally reflect the consolidated operations of the entire company and not solely the regulated portion. Thus, the use of credit ratings as an accurate measure of the performance for a regulated pipeline owned by a company that has both regulated and non-regulated operations, such as TransCanada and Enbridge, has to be interpreted with some care. In addition, credit ratings are somewhat subjective in that the rating imposed on a company is the expert opinion of an investment analyst, which may result in different ratings by different firms.

DBRS

In assigning a credit rating to a particular company, DBRS attempts to consider all meaningful factors that could impact the risk of maintaining timely payments of interest and principal in the future. While the key considerations will vary industry by industry, some of the common factors that are considered for most ratings are: core profitability; asset quality; strategy and management strength; and financial and business risk profile.

7 Negotiated ROE for Alliance is 11.25 percent and for M&NP is 13.0 percent.

For pipelines, electric and gas utilities, the following factors are also important considerations in deriving the credit ratings: regulatory factors, competitive environment, supply and demand considerations, and regulated vs. non-regulated activities.

The credit ratings for the Group 1 pipeline companies shown in Table 6 indicate that the ratings have remained stable from 1999 to the present. Alliance has improved from BBB(high) to A(low).

Standard & Poor's

An S&P credit rating is a current opinion of a company's overall financial capacity to pay its financial obligations. S&P bases its ratings on the overall creditworthiness of the corporation. Therefore, the rating of a wholly-owned subsidiary company, in the absence of meaningful ring-fencing measures, generally reflects the creditworthiness of the parent. This opinion focuses on the company's capacity and willingness to meet its financial commitments as they come due and may also apply to specific financial obligations. The rating histories for several Group 1 pipeline companies are provided in Table 7.

In S&P's rating methodology, a company rated 'A' has strong capacity to meet its financial commitments but is somewhat more susceptible to the adverse effects of changes in circumstances and economic conditions than companies in higher-rated categories. A company rated 'BBB' has adequate capacity to meet its financial commitments. However, adverse economic conditions or changing circumstances are more likely to lead to a weakened capacity of the company to meet its financial commitments.

TABLE 6

DBRS Credit Rating History – Senior and Subordinated Debt

	1999	2000	2001	2002	Current
Alliance	BBB(high)	BBB(high)	A(low)	A(low)	A(low)
Enbridge	A(high)	A(high)	A(high)	A(high)	A(high)
M&NP	A	A	A	A	A
Terasen (TMPL)	A(low)	A(low)	A(low)	A(low)	A(low)
TQM	A(low)	A(low)	A(low)	A(low)	A(low)
TransCanada	A	A	A	A	A
Westcoast	A(low)	A(low)	A(low)	A(low)	A(low)

TABLE 7

S&P Credit Rating History

	2000	2001	2002	2003	2004
Enbridge	A/Stable	A-/Negative	A-/Negative	A-/Stable	A-/Stable
Terasen (TMPL)	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Watch Neg	BBB/Stable	BBB/Stable
TQM	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable
TransCanada	A-/Stable	A-/Stable	A-/ Watch Neg	A-/Negative	A-/Negative
Westcoast	A-/Negative	A-/Stable	A/Negative	BBB/Stable	BBB/Positive

Each of these agencies has expressed an opinion at various times that the ROE awarded through the RH-2-94 Formula and the deemed equity ratios awarded by the Board are low by international standards. Nonetheless, the ratings assigned by the credit rating agencies indicate that NEB-regulated companies are all within investment grade.

2.4.3 Access to Capital Markets

As mentioned in the Introduction, pipeline companies must be able to access capital to expand and maintain their systems to adequately meet the evolving needs of the marketplace.

The most straightforward test of a pipeline company's ability to finance new capacity is market evidence of their ability or inability to finance major new construction. However, there has not been much pipeline construction in the last few years because natural gas production from the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) has hit a plateau and adequate pipeline capacity is in place. While there has been some recent expansion of oil pipeline capacity, no really large investments have been made. Thus, the question to ask is whether or not pipeline companies would have any difficulty in financing new projects when they arise.

To answer this question, the Board met with credit rating agencies, suppliers of capital and equity analysts in the investment community to discuss their views on the ability of Canadian pipelines to access capital markets, their general criteria for assessing NEB-regulated pipelines, and their views on the current regulatory environment in Canada.

On the primary question of access to capital, all of the organizations consulted indicated that Canadian pipelines should have no difficulty raising capital at reasonable cost at this time. For example, they believed that there should be no major challenges in financing a pipeline such as the Mackenzie Valley natural gas pipeline or additional oil pipelines to carry growing production from the oil sands. It was noted by some that debt issues for Canadian pipelines have traditionally been very attractive, in part because of the secure regulatory environment. The organizations consulted were generally of the view that a debt issue would be favourably received by the market.

With respect to attracting equity, some investment analysts noted that a major equity issue at the current ROE awarded by the NEB could be more problematic. They noted that recent projects, such as Alliance and M&NP, have been based on a higher equity return. It was noted by some that incumbent pipelines are at a disadvantage if they have to raise capital at the existing ROE. Others were of the view that greenfield projects are riskier and simply require a higher ROE to attract the equity investment. It was recognized that the Board has approved the higher ROEs that have been necessary to support greenfield pipelines such as Alliance and M&NP.

2.4.4 Other Comments by the Investment Community

Credit rating agencies and pension funds are primarily concerned about the predictability of cash flows to support debt and dividend payments. In this regard, the Board's RH-2-94 Formula is viewed positively because it improves predictability. Most of the companies with whom the Board met stated that they would like to see arrangements that provide certainty over multi-year periods because annual toll hearings introduce uncertainty and can distract pipeline management from focusing on other important aspects of their business. They also would like to see tolls and tariffs in place at the start of a fiscal year because interim toll situations increase uncertainty.

Pension fund administrators expressed the view that the Board should 'protect' credit ratings because downgrades could be very costly to bondholders. They noted that Canadian bonds are an important revenue source for Canadian pension funds and that a downgrade could require them to sell a large percentage of their bonds at discounted prices. On the other hand, some groups were of the view that the Board should not be overly concerned about maintaining a 'target' credit rating for a pipeline; investment grade ratings should be adequate.

It was noted by some that the business environment for the traditional Canadian gas pipelines has become somewhat riskier since the construction of the Alliance pipeline and the slowdown in the growth of gas production. Accordingly, they believe that basic financial parameters in the Board's regulatory scheme should be improved[8]. Finally, a number of parties expressed concern that the Board does not have adequate rules to ensure financial protection ('ring-fencing') of a regulated utility and concern was expressed that cash could be drained from a pipeline company if its parent were to experience severe financial difficulties.

2.4.5 Assessments by Equity Analysts

Several equity analysts regularly publish their assessments of various companies for investors. The Board reviews these assessments for the consolidated operations of pipeline companies as they provide some useful information on their financial viability and outlook for the future. As with credit ratings, equity analysts generally focus on companies that have stand-alone share offerings and, in many cases, these offerings include non-regulated as well as regulated businesses. While observations vary from analyst to analyst and from company to company, most NEB-regulated pipelines have been rated in the 'hold' or 'buy' categories over the last year, indicating that this sector of the investment community does not have any significant concerns about their short-term prospects.

8 In its RH-2-2004 Phase II Reasons for Decision dated April 2005, the Board approved an increase in TransCanada's deemed common equity ratio from 33 percent to 36 percent.

Conclusions and Emerging Issues

Conclusions

Based on the chosen measures, the Board believes that the Canadian hydrocarbon transportation system is working very well at the present time.

Currently, **there appears to be adequate natural gas pipeline capacity in place on existing systems**, especially since production from the WCSB has levelled off over the last few years. The existence of some excess capacity out of the WCSB has provided producers with the flexibility to access their market of choice and the value of natural gas exports hit a record high of $26.5 billion in 2004. There are some constraints in the system east of Dawn, Ontario but this has not to date caused any prolonged problems in delivering adequate volumes to the marketplace to meet the needs of consumers.

Overall, there is adequate capacity on the oil pipeline transportation system and all types of oil produced in the WCSB are being delivered to markets within and outside Canada. However, capacity on some systems has been tight, notably on Terasen (TMPL). This has been illustrated by the need for Terasen (TMPL) to apportion shippers in recent months and by Chevron's request for priority destination status for its Burnaby refinery. Canadian oil producers also appear to believe that there is a need to improve access to heavy crude oil markets in the U.S. Inadequate access to refineries designed to run heavier crudes appears to have been a contributing factor to the recent high heavy/light price differentials for Canadian crudes. This need for improved access has been illustrated by the Canadian industry's support for the reversal of two U.S. pipelines to Cushing, Oklahoma and the U.S. Gulf Coast to allow growing oil sands production to penetrate new markets.

Based on the results from the NEB Pipeline Services Survey, **shippers are reasonably satisfied with the services provided by pipelines** (overall rating of 3.78 out of 5). In particular, physical reliability of pipeline operations was rated very highly by shippers, indicating that products are reliably delivered to markets. There are, however, a few areas where some work is required on the part of the pipeline companies to improve service, including:

- making tolls more competitive;
- exhibiting an attitude of continuous improvement and innovation; and
- working collaboratively towards fair and reasonable solutions to resolve issues.

The financial assessment indicates that **NEB-regulated pipeline companies are financially sound**. However, it is recognized that some of the data and indicators reviewed are for the consolidated operations of pipeline companies. While pipeline companies have not had to raise large amounts of capital in recent years, the Board's survey of the investment community revealed that it believes that

pipeline companies should have no difficulty in raising capital to finance most major new projects at this time.

The Board recognizes that this report is a snapshot in time and does not include a comparison, for example, with pipelines in other jurisdictions. The Board considers this report as a first step in assessing the effectiveness of the hydrocarbon transportation system in Canada. The Board will continue to monitor the effectiveness of the system and will continue to meet with parties to gain an understanding of all perspectives on the transportation system. The Board welcomes feedback at any time on the measures and conclusions in this report and welcomes suggestions for improvements to future reports.

Emerging Issues

While the transportation system is currently working well, there are a number of emerging challenges facing the industry.

To meet the needs of producers and users, the transportation system must be able to adapt to the changing needs of the market over time and expand to attach new sources of supply. This can be particularly challenging for the pipeline sector because investments tend to be "lumpy" and, given the long life of the assets, investors have to be reasonably assured of the existence of supply and markets over a long time period. Clearly, the longer the time period over which an investment is recovered, the greater the possibility that market circumstances will change.

The potential for market change over time is highlighted by the uncertainties around the number of liquefied natural gas (LNG) terminals that will be built in North America and the potential effects that imported LNG will have on the supply and demand balance and on the pattern of natural gas flows. For example, the construction of LNG terminals in Quebec could have important implications for the flow pattern on TransCanada and TQM and could impact the toll design of the system.

Another event that could impact the supply and demand balance and consequent gas flows is the significant potential gas requirement for power generation that will be driven by Ontario's policy to remove 7 500 MW of coal-fired capacity from its system. Although the refurbishment of existing nuclear generation might meet part of the requirement for the displaced coal, there will likely be a significant volume of new natural gas-fired generation to enter the system. The exact impact of this incremental generation on natural gas pipelines will depend on the total amount of generation awarded and the location.

On the oil side of the market, the expected growth in production from the oil sands is posing tough choices for the industry regarding which incremental markets to access and how to expand the pipeline system. Options include expansion of existing systems and construction of new systems to access new markets in either or both the U.S. and Asia. Given the large capital outlay and the relative irreversibility of the investment decision, market participants want to ensure that the optimal decisions will be made.

From a regulatory perspective, the challenge is to provide a fair and effective process that does not distort the investment decisions that should optimally be made in the marketplace. Investors in new pipelines desire clear regulatory processes with predictable timelines. New investment can be frustrated when timelines stretch out and unexpected regulatory hurdles materialize during the process. Unnecessary delays in construction of new systems that are in the public interest can result in increased costs to energy users as development of new supplies are constrained.

The flattening of natural gas production from the WCSB and construction of the Alliance pipeline has created challenges for a number of the older systems that are experiencing a sharp decline in the long-term contracts on their systems. Natural gas is still being moved on these systems, but many shippers prefer to rely on short-term services to maximize their flexibility. Under the traditional cost of service approach, the remaining firm shippers have to bear the load of recovering the fixed costs in the form of rising tolls. While the erosion of long-term contracts has not yet vitiated the cost of service framework, new toll design structures may need to be considered to effect a fair sharing of costs and to maintain the competitiveness of these systems.

Lastly, having regard to the financial viability of the pipeline companies, there is interest in the investment community and amongst shippers in working towards multi-year frameworks for the establishment of tolls on more pipeline systems. A multi-year framework would provide more certainty for all parties and reduce the burden associated with continual negotiations and regulatory proceedings. While the Board is committed to working towards a framework which reduces regulatory uncertainty, it recognizes that it may be difficult to structure a multi-year framework that will meet the needs of all parties when the market context is expected to change considerably in the next few years. The investment community would also like to see tighter regulatory rules regarding parent-affiliate dealings in order to protect the cash flows of the regulated entities.

Some of these issues will be settled amongst parties, others may be examined in formal proceedings before the Board, and others may be amenable to potential regulatory actions outside of the hearing process. The Board will continue to consult with stakeholders on these issues and seek input if and when any regulatory initiatives are pursued.

DEBT RATING COMPARISON CHART

This chart provides a comparison of the rating scales used by DBRS and S&P when rating long-term debt.

Credit Quality	DBRS	S&P
Superior	AAA	AAA
	AA high	AA+
	AA	AA
	AA low	AA-
Good	A high	A+
	A	A
	A low	A-
Adequate	BBB high	BBB+
	BBB	BBB
	BBB low	BBB-
Speculative	BB high	BB+
	BB	BB
	BB low	BB-
Highly Speculative	B high	B+
	B	B
	B low	B-
	CCC	CCC
	CC	CC

Ratings in the Adequate category and above are considered Investment Grade.

Standard & Poor's also provides a Rating Outlook that assesses the potential direction of a long-term credit rating over the intermediate to longer term. A 'Positive' outlook means that a rating may be raised; a 'Negative' outlook means that a rating may be lowered; and a 'Stable' outlook means that a rating is not likely to change.

PIPELINE SERVICES SURVEY AGGREGATE RESULTS

The results below are the aggregate responses from shippers on several major NEB-regulated pipeline companies. See the Board's Web site for the complete details.

1. How satisfied are you with the OVERALL quality of service provided by the pipeline company over the last calendar year?

1	2	3	4	5	Average
2	10	31	56	29	3.78

2. What are the things that this pipeline company does well?
3. What are the things that this pipeline company could do better?
4. How satisfied are you with the physical reliability of the pipeline company's operations?

1	2	3	4	5	Average
2	9	12	53	52	4.13

5. How satisfied are you with the quality, flexibility and reliability of the pipeline company's transactional systems (nominations, bulletin boards, reporting, contracting, etc.)?

1	2	3	4	5	Average
5	9	32	51	27	3.69

6. How satisfied are you with the timeliness and accuracy of the pipeline company's invoices and statements?

1	2	3	4	5	Average
3	9	19	49	38	3.93

7. How satisfied are you with the timeliness and usefulness of *operations* information (outages, available capacity, scheduled maintenance, flows, etc.) provided by the pipeline company?

1	2	3	4	5	Average
5	9	24	61	26	3.75

8. How satisfied are you with the timeliness and usefulness of *commercial* information (tolls, service changes, new services, contract information, etc) provided by the pipeline company?

1	2	3	4	5	Average
1	11	34	65	16	3.66

9. How satisfied are you with the degree to which the pipeline company demonstrates an attitude of continuous improvement and innovation?

1	2	3	4	5	Average
8	21	46	38	11	3.19

10. How satisfied are you with the accessibility and responsiveness of the pipeline company to shipper issues and requests?

1	2	3	4	5	Average
6	19	28	51	18	3.46

11. How satisfied are you that the pipeline company works towards fair and reasonable solutions when resolving issues?

1	2	3	4	5	Average
6	24	32	42	12	3.26

12. How satisfied are you with the suite of service options (FT, IT, backhaul, etc.) offered by the pipeline company?

1	2	3	4	5	Average
3	6	33	47	15	3.63

13. How satisfied are you that this pipeline company's transportation tolls are competitive?

1	2	3	4	5	Average
9	14	55	39	4	3.12

14. How satisfied are you with the collaborative processes (negotiations or task force meetings) utilized by this pipeline company?

1	2	3	4	5	Average
6	8	47	45	7	3.35

15. How satisfied are you that the current negotiated settlement agreement or tariff arrangements work well to provide fair outcomes?

1	2	3	4	5	Average
7	9	43	49	9	3.38

16. How satisfied are you that the NEB has established an appropriate regulatory framework in which negotiated settlements for tolls and tariffs can be reached?

1	2	3	4	5	Average
5	7	35	51	16	3.58

17. When toll and tariff matters are not resolved through settlement, how satisfied are you with the Board's processes to resolve disputes?

1	2	3	4	5	Average
4	11	33	38	13	3.46

18. What could the Board be doing to improve its processes through which tolls and tariffs are determined?

19. Additional comments

Office national de l'énergie

National Energy Board

Le réseau canadien de **transport** d'hydrocarbures

ÉVALUATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT • Août 2005

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Le réseau canadien de **transport** d'hydrocarbures

ÉVALUATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT • AOÛT 2005

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

N° de cat. NE23-129/2005F
ISBN 0-662-74705-4

Cat. No. NE23-129/2005E
ISBN 0-662-41123-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Liste des figures et des tableaux ii

Liste des sigles, abréviations et unités iii

Avant-propos iv

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures 3

2.1 Suffisance de capacité pipelinière 3
2.1.1 Écarts de prix et droits du service garanti 4
2.1.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets 5
2.1.3 Répartition de la capacité 8

2.2 Indice des droits pipeliniers 10

2.3 Satisfaction des expéditeurs 12
2.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines 13
2.3.2 Surveillance informelle 14
2.3.3 Plaintes officielles 14

2.4 Viabilité financière des pipelines et capacité de réunir des capitaux 15
2.4.1 Ratios financiers 15
2.4.2 Cotes de solvabilité 17
2.4.3 Accès aux marchés de capitaux 19
2.4.4 Autres commentaires de la communauté financière 20
2.4.5 Évaluations par les analystes d'actions 21

Chapitre 3 : Conclusions et nouveaux enjeux 22

Annexe 1 : Tableau comparatif des cotes de dette 25

Annexe 2 : Résultats globaux du Sondage sur les services liés aux pipelines 26

FIGURES

1	Gazoducs et oléoducs réglementés par l'Office national de l'énergie	2
2	Comparaison entre le prix de base Dawn–Alberta et le coût du transport sur TransCanada (plus le combustible)	4
3	Comparaison entre l'écart de base Sumas-Station 2 et le coût de T-Sud de Westcoast	5
4	Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité	6
5	Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité	6
6	Débit d'Alliance par rapport à sa capacité	7
7	Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité	7
8	Débit du réseau Terasen (TMPL) par rapport à sa capacité	8
9	Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité	8
10	Droits des gazoducs et indice implicite de prix (valeur normalisée à compter de 1997)	11
11	Droits des oléoducs et indice implicite de prix (valeur normalisée à compter de 1997)	12
12	Qualité globale du service (Moyenne de l'industrie, 3,78)	13

TABLEAUX

1	Répartitions de la capacité chez Enbridge	9
2	Répartitions de la capacité chez Terasen (TMPL)	9
3	Répartitions de la capacité chez Cochin	10
4	Ratios de couverture BAII-intérêts	16
5	Rendement du capital-actions de 1999 à 2004	17
6	Historique des cotes de solvabilité accordées par le DBRS – Créances de premier rang et créances subordonnées	18
7	Historique des cotes de solvabilité accordées par la S&P	19
Ann. 1	Tableau comparatif des cotes de dette	25

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
BAII	bénéfice avant intérêts et impôts
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
Chevron	Chevron Canada Limited
Cochin	Cochin Pipe Lines Ltd.
DBRS	Dominion Bond Rating Service
É.-U.	États-Unis
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Express	Express Pipeline Limited Partnership
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
FPE	fonds provenant de l'exploitation
GNL	gaz naturel liquéfié
IIP	indice implicite de prix
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
PML	Pipes-lines Montréal
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
PTNI	Pipelines Trans-Nord Inc.
RCA	rendement du capital-actions
Réseau de la C.-B.	Réseau de la Colombie-Britannique de TCPL
S&P	Standard & Poor's
SDA	service de dépassement autorisé
SG	service garanti
SOEI	Sable Offshore Energy Inc.
Terasen (TMPL)	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
TI	Transport interruptible
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TransCanada ou TCPL	TransCanada PipeLines Limited
T-Sud	zone de transport vers le sud sur le réseau de Westcoast
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

UNITÉS

$10^3m^3/j$	millier de mètres cubes par jour
GJ	gigajoule
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliard de pieds cubes par jour
m^3/j	mètres cubes par jour
Mpi^3/j	million de pieds cubes par jour
MW	mégawatt

AVANT-PROPOS

Dans le cadre de son rôle de régie, l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) surveille constamment les marchés de l'énergie et du transport pour s'assurer que les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique. Pour s'aider dans l'exercice de cette fonction de surveillance, l'Office a défini dans son *Rapport sur les plans et priorités de 2004-2005* le besoin d'instaurer un système de mesure du rendement ayant trait aux droits et tarifs pipeliniers, qui évalue également la santé financière de l'industrie du transport par pipeline.

Le présent rapport évalue le fonctionnement actuel du réseau canadien de transport d'hydrocarbures et définit le cadre dont l'Office s'inspirera à l'avenir pour mener d'autres évaluations du genre.

Les données contenues dans le rapport reposent sur des renseignements publics que le personnel de l'ONÉ a recueillis et contrôlés. Afin de mieux cerner les nouveaux enjeux qui se dessinent relativement au réseau de transport, l'Office a tiré profit d'entretiens avec des membres de la communauté financière. En outre, un avant-projet a été remis à l'Association canadienne de pipelines d'énergie et à l'Association canadienne des producteurs pétroliers pour consultation avant publication.

Si vous avez des commentaires sur le rapport ou d'autres éléments d'analyse à suggérer, veuillez vous adresser à la personne suivante :

Barry Branston
Secteur des demandes
Office national de l'énergie

Téléphone : (403) 299-3650
Courriel : bbranston@neb-one.gc.ca

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport, en totalité ou en partie, pour étayer son témoignage dans le cadre d'une instance réglementaire peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi est réputée avoir adopté l'information déposée et peut se voir poser des questions à son sujet.

INTRODUCTION

Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures achemine chaque année des produits pétroliers et du gaz naturel d'une valeur de plus de 100 milliards de dollars sur les marchés intérieurs et d'exportation. En 2004, le Canada a exporté pour près de 59 milliards de dollars en produits énergétiques, soit environ 15 % du total des recettes d'exportation du pays. L'énergie est essentielle à notre mode de vie; il est indispensable, pour le bien-être économique de la population canadienne, que le réseau pipelinier soit en mesure de livrer cette énergie de manière fiable et efficiente. L'Office réglemente les activités matérielles et financières des pipelines interprovinciaux et internationaux.

L'Office s'est fixé cinq buts généraux pour garantir que son programme de réglementation procure des bienfaits à la population canadienne. Le troisième but est le suivant : « Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique ». Pour déterminer si ce but est atteint, l'Office surveille les marchés de l'énergie et du transport afin de relever des indices que ceux-ci fonctionnent bien.

Chaque année, l'Office publie divers rapports d'évaluation du marché de l'énergie qui abordent différents aspects des marchés énergétiques canadiens. C'est la première fois que l'Office diffuse un rapport centré sur l'évaluation du fonctionnement du réseau canadien de transport d'hydrocarbures.

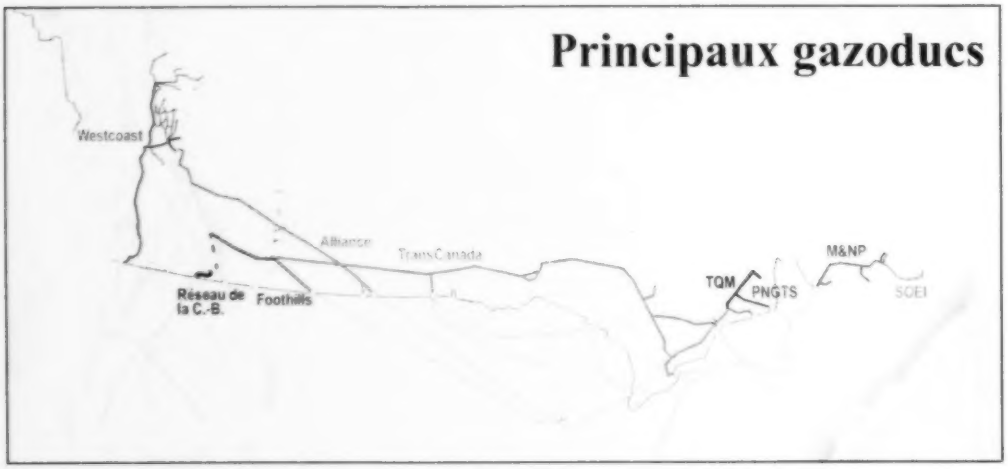
Cet ouvrage est semblable aux autres rapports de surveillance du marché produits par l'Office et il vise d'une part à évaluer dans quelle mesure le réseau canadien de transport d'hydrocarbures fonctionne bien et, d'autre part, à fixer une méthodologie pour surveiller et évaluer le rendement du réseau de transport d'année en année. Il ne s'agit pas d'un document de réglementation comme, par exemple, des Motifs de décision. L'objet du rapport n'est pas de rendre une décision sur une question de réglementation, tel que l'établissement du taux de rendement du capital-actions auquel une société pipelinière devrait avoir droit. Par conséquent, les facteurs à partir desquels le fonctionnement du réseau de transport y est évalué ne sont pas les mêmes que ceux qui sont pris en compte dans le cadre d'une instance réglementaire.

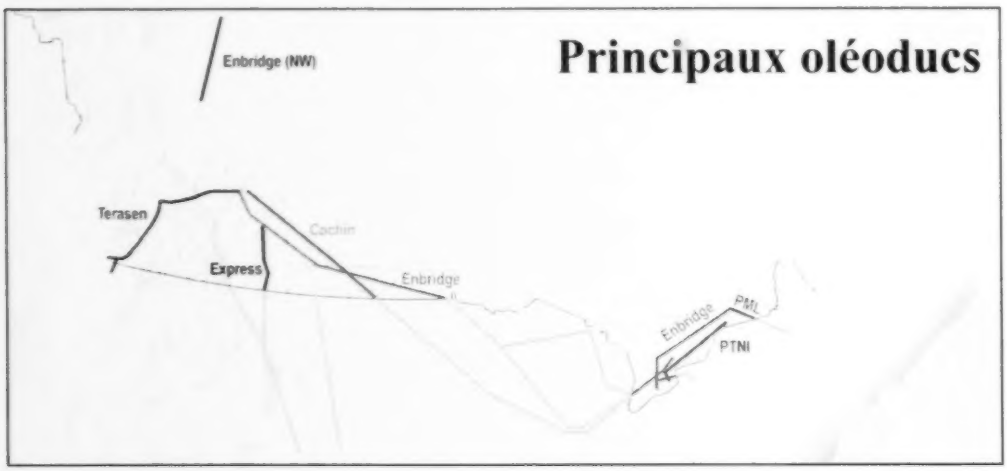
L'Office juge qu'il faut que les trois résultats suivants soient atteints avant de pouvoir affirmer que le réseau de transport fonctionne bien :

1. la capacité pipelinière en place est suffisante pour acheminer les produits aux consommateurs qui en ont besoin;
2. les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix raisonnables;
3. les sociétés pipelinières présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions qui leur permettent d'assurer l'entretien de leurs réseaux et de construire de nouvelles infrastructures de manière efficace pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue.

Pour déterminer si ces résultats sont atteints, l'Office s'est servi de données accessibles dans le public au sujet des sociétés réglementées du Groupe 1 (voir la figure 1). Ce groupe comprend les grandes sociétés pipelinières sur lesquelles l'Office exerce une surveillance réglementaire continue. Comme ces sociétés représentent la plus grande partie du réseau de transport canadien, les données qui en émanent donnent une bonne idée du fonctionnement global du réseau de transport.

Gazoducs et oléoducs réglementés par l'Office national de l'énergie

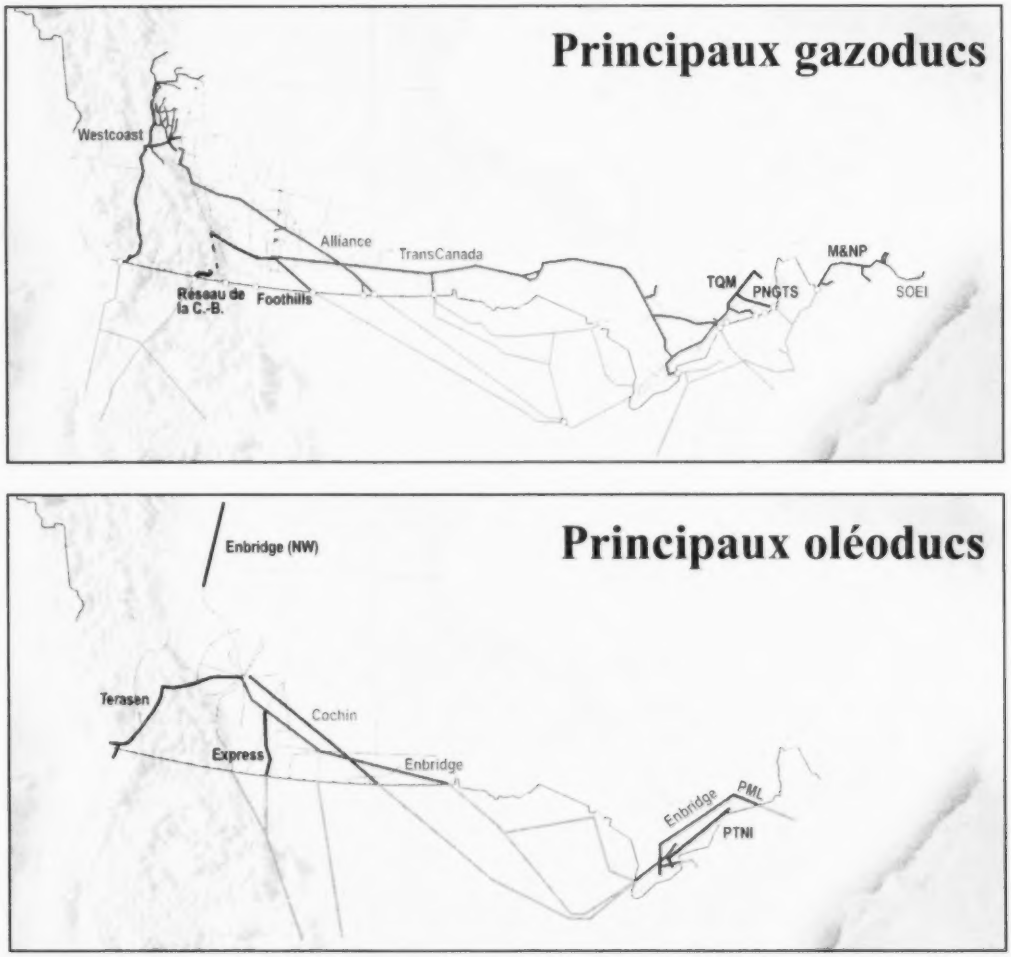




Pour déterminer si ces résultats sont atteints, l'Office s'est servi de données accessibles dans le public au sujet des sociétés réglementées du Groupe 1 (voir la figure 1). Ce groupe comprend les grandes sociétés pipelinières sur lesquelles l'Office exerce une surveillance réglementaire continue. Comme ces sociétés représentent la plus grande partie du réseau de transport canadien, les données qui en émanent donnent une bonne idée du fonctionnement global du réseau de transport.

FIGURE 1

Gazoducs et oléoducs réglementés par l'Office national de l'énergie



LE RÉSEAU CANADIEN DE TRANSPORT D'HYDROCARBURES

2.1 Suffisance de capacité pipelinière

Un des principaux critères de mesure du bon fonctionnement des marchés énergétiques est la présence d'une capacité pipelinière suffisante pour transporter le pétrole brut, les produits raffinés, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel des régions productrices aux marchés.

Dans cette partie, nous examinons les aspects suivants pour évaluer si la capacité pipelinière en place est suffisante :

- le rapport entre les écarts de prix et les droits du service garanti sur les principaux trajets de transport
- l'utilisation de la capacité des pipelines;
- le recours à des répartitions de la capacité dans les principaux oléoducs.

L'Office a généralement adopté le point de vue qu'il est préférable d'avoir un excédent de capacité pipelinière plutôt que d'en manquer. Un excédent suppose des coûts supplémentaires, que les expéditeurs doivent assumer sous forme de droits plus élevés, mais les coûts associés à un manque de capacité pipelinière leur sont généralement supérieurs. Si la capacité d'acheminement est lacunaire, le potentiel de production gazière ou pétrolière reste inutilisé, ou la production est acheminée à des marchés peu attrayants. Ce scénario se traduit par un manque à gagner pour les producteurs, moins de redevances pour l'État et des prix à la consommation plus élevés, entraîne une répartition inefficiente de l'approvisionnement et envoie des signaux négatifs aux investisseurs du secteur amont. La garantie qu'il existe une capacité suffisante pour desservir les diverses régions de marché encourage fortement l'investissement dans des projets d'exploration et de mise en valeur.

De plus, un certain excédent de capacité dans le réseau offre plus de flexibilité aux intervenants du marché. Par exemple, si la demande de gaz, et son prix, augmentent en Californie en raison de mauvaises conditions hydroélectriques, les producteurs canadiens souhaitent acheminer du gaz vers ce marché. Lorsque le temps froid s'abat sur le Nord-Est américain et que les prix sont en hausse dans ce marché, la présence d'une certaine capacité libre dans le réseau permet aux producteurs d'envoyer des approvisionnements à ce marché pour ainsi répondre aux besoins des consommateurs et favoriser la stabilisation des prix.

Le fait que la valeur du gaz naturel et du pétrole transportés par les pipelines réglementés par l'ONÉ dépasse largement le coût du service sur ces pipelines montre toute l'importance de disposer d'une capacité pipelinière suffisante (en 2004, par exemple, la valeur des produits transportés s'est élevée à environ 100 milliards de dollars, alors que le coût de prestation du service de transport a été de 4,5 milliards de dollars).

2.1.1 *Écarts de prix et droits du service garanti*

Une mesure de la suffisance de capacité pipelinière repose sur le principe selon lequel, si la capacité est suffisante, l'écart entre les prix du produit (ou l'écart de base) à deux points situés le long d'un pipeline devrait être égal ou inférieur au coût du transport. Si cet écart de prix est moindre que le droit du service garanti, majoré du coût du combustible, c'est une indication que le marché dispose d'une capacité pipelinière suffisante entre les deux points d'établissement des prix. À défaut d'une capacité suffisante entre les deux points du marché, l'écart de base serait plus élevé que le coût du transport. Dans un marché qui bénéficie d'une capacité pipelinière suffisante, les vendeurs réacheminent habituellement leur produit vers le marché qui offre le prix le plus élevé, et donc répondent au besoin d'énergie de cette région. Si la capacité est insuffisante, le produit ne peut pas se rendre jusqu'au marché et l'écart de prix persiste, se traduisant par des prix plus élevés pour les consommateurs et des pertes de recettes chez les producteurs.

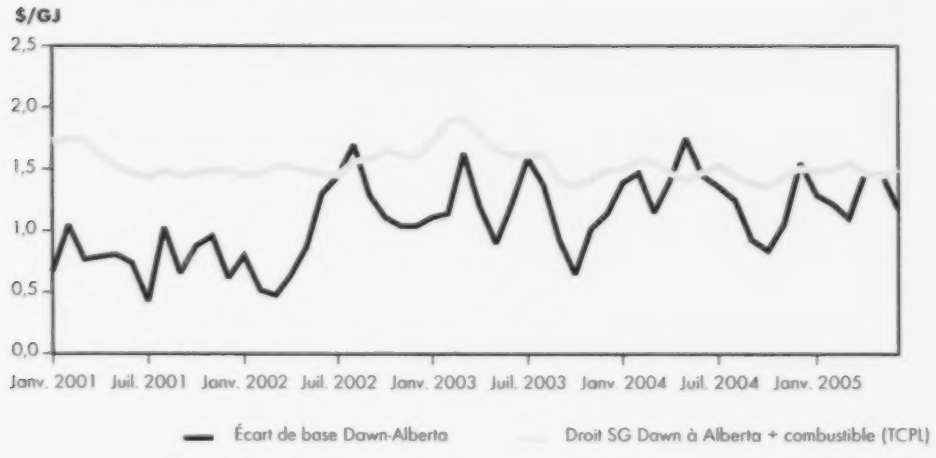
Pour utiliser cette mesure, il faut disposer de données raisonnablement bonnes sur les prix. Sont présentées ci-après deux comparaisons entre l'écart de prix et le droit du service garanti : une pour le transport sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou TCPL) et l'autre pour le transport sur le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast).

La figure 2 compare l'écart de base entre la frontière de l'Alberta et le point de livraison de Dawn avec le droit exigé pour le service garanti de TransCanada entre ces deux points, majoré du coût du combustible. Le fait que l'écart de base s'est maintenu essentiellement en deçà du droit du service garanti démontre qu'il y a généralement eu un excédent de capacité sur le réseau de TransCanada depuis au moins janvier 2001; à partir de juillet 2002, l'utilisation de la capacité entre ces deux points semble s'être raffermie au cours des mois d'été.

La figure 3 compare l'écart de base entre la station de compression n° 2 du réseau Westcoast et le point d'exportation de Sumas, et le droit applicable au service garanti de Westcoast entre ces deux points (service T-Sud ou canalisation principale Sud), majoré du coût du combustible. Depuis février 2001, l'écart de base a été inférieur au coût de transport, sauf au cours de quelques mois, ce qui dénote que la capacité en place a été suffisante depuis ce moment-là[1].

FIGURE 2

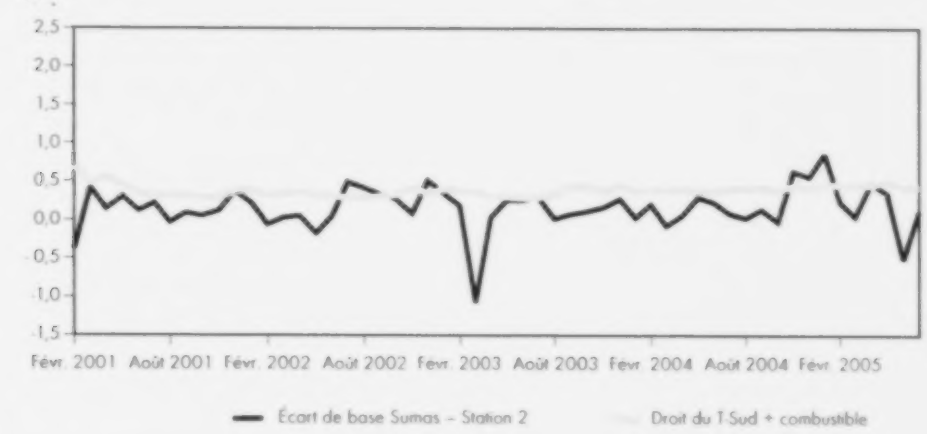
Comparaison entre le prix de base Dawn–Alberta et le coût du transport sur TransCanada (plus le combustible)



1 L'écart de prix négatif montré en mars 2003 peut tenir à une anomalie dans les données.

FIGURE 5

Comparaison entre l'écart de base Sumas-Station 2 et le coût de T-Sud de Westcoast



Couloir Dawn-Parkway

Bien qu'on ne dispose pas de bonnes données sur les prix, il y a des indications que la capacité est rare dans le couloir Dawn-Parkway du réseau de Union Gas. En décembre 2004, à l'issue d'un appel de soumissions exécutoire, Union a conclu des contrats avec 22 parties visant un agrandissement de son réseau entre Dawn et Parkway. Après avoir examiné la demande de Union portant sur les installations nécessaires, la Commission de l'énergie de l'Ontario a approuvé l'agrandissement, dont la date de mise en service est prévue pour novembre 2006. Ce couloir, qui n'est pas réglementé par l'ONÉ, représente un lien essentiel entre le carrefour de Dawn et les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est américain.

2.1.2 *Utilisation de la capacité sur les principaux trajets*

À défaut de données adéquates sur les prix aux principaux points d'injection et de livraison d'un réseau pipelinier, une autre mesure de la suffisance de capacité réside dans le rapport entre le débit d'un pipeline et sa capacité. L'Office suit l'utilisation de la capacité sur la plupart des gros pipelines qu'il réglemente.

Les figures qui suivent présentent une comparaison du débit mensuel moyen et de la capacité dans le cas de certains des plus gros réseaux du ressort de l'ONÉ, soit ceux de TransCanada, de Westcoast, d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance), d'Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (Terasen [TMPL]) et d'Express Pipeline Limited Partnership (Express).

Les volumes représentés dans la figure 4 constituent le débit mensuel moyen[2] sur le réseau principal de TransCanada; ils sont à peu près équivalents à la quantité de gaz qui transite vers l'est sur le réseau à partir de la Saskatchewan. Ces volumes sont comparés à la capacité nominale de la canalisation des Prairies de TransCanada. Il ressort de la figure 4 que, depuis avril 2003, la canalisation des Prairies a été exploitée à entre 70 % et 80 % de sa capacité.

La figure 5 présente le débit mensuel moyen sur la canalisation principale Sud de Westcoast comparativement à la capacité entre la station 2 et le point d'exportation de Sumas. On y constate la

2 Les fluctuations journalières du débit ne sont pas représentées dans la figure.

FIGURE 4

Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité

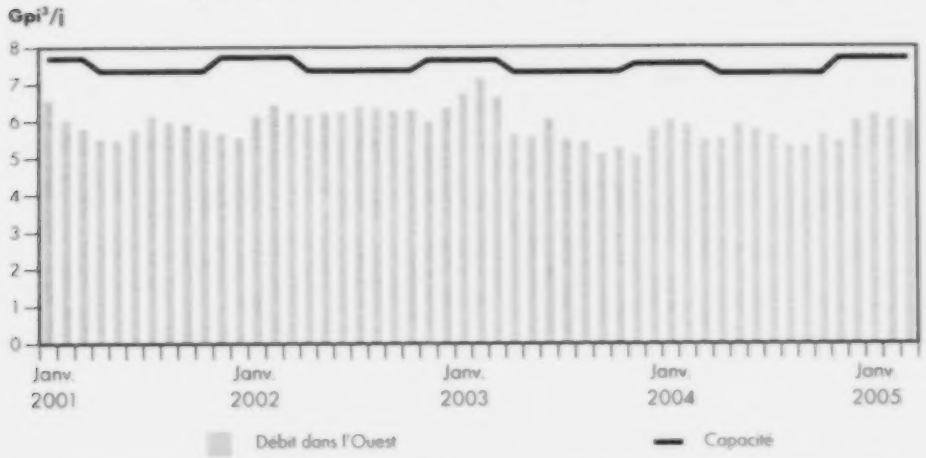
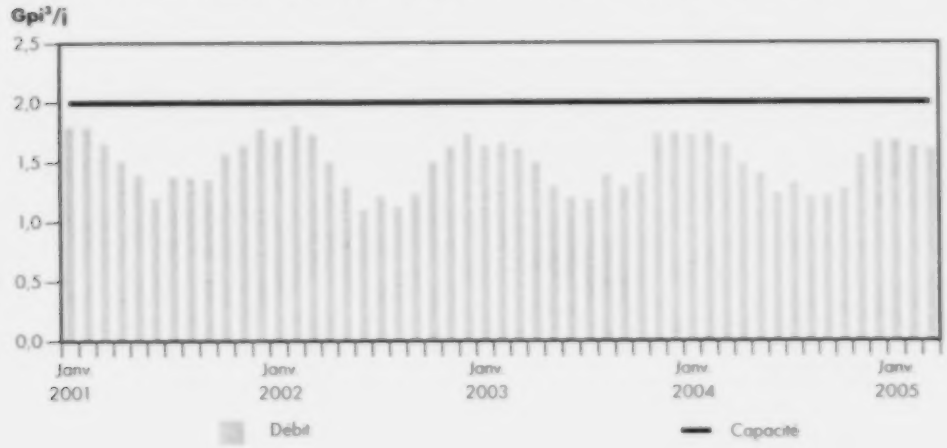


FIGURE 5

Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité



nature saisonnière du débit sur cette canalisation : de plus forts volumes de gaz sont transportés l'hiver et moins de volumes le sont l'été.

Pour ce qui est de la figure 6, le débit du réseau d'Alliance est comparé à la capacité contractuelle en service garanti de 37 534 $10^3m^3/j$ (1 325 Mpi^3/j) et à la capacité matérielle, c'est-à-dire la capacité contractuelle majorée de la capacité de service de dépassement autorisé (SDA). Comme on peut le constater, la capacité d'Alliance a été utilisée à presque 100 % depuis sa mise en exploitation en raison des nombreux contrats et de l'offre de SDA, dont le prix a été établi au coût du combustible seulement, auxquels la capacité supplémentaire, s'il en est, a été affectée.

Il est assez difficile d'évaluer l'utilisation du réseau Enbridge parce qu'il est constitué de plusieurs canalisations qui sont réservées pour la plupart au transport de différentes qualités de pétrole brut ou au transport de liquides de gaz naturel. Comme on le voit dans la figure 7, depuis janvier 2001, le réseau principal d'Enbridge a été exploité, en moyenne, à des niveaux variant de 68 % à 86 % de la capacité. Au cours du premier trimestre de 2005, la canalisation principale d'Enbridge a

FIGURE 6

Débit d'Alliance par rapport à sa capacité

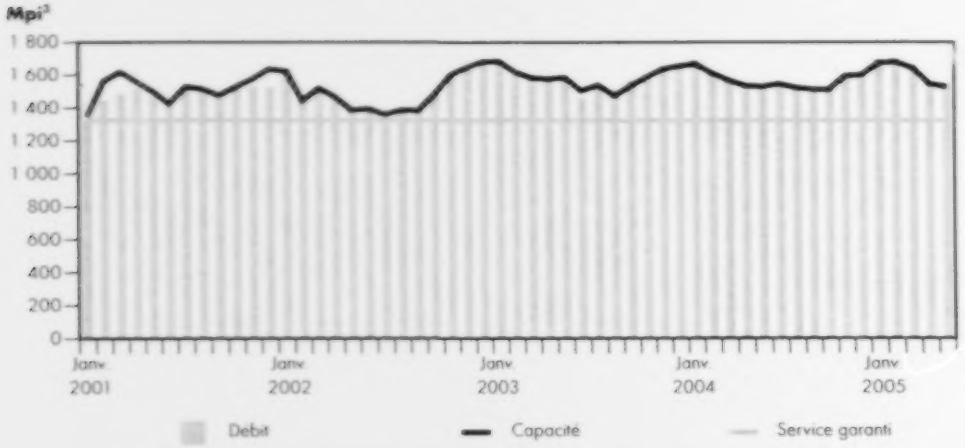
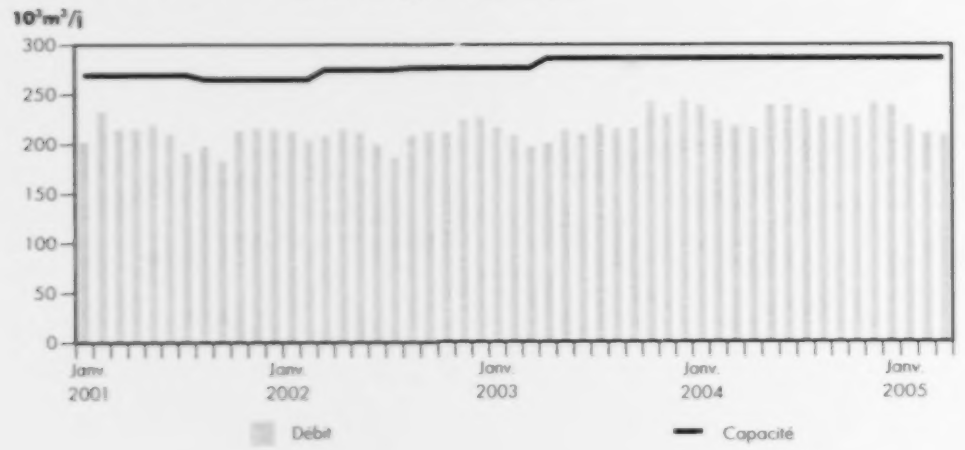


FIGURE 7

Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité



fonctionné à environ 74 % de sa capacité. Certaines canalisations, en particulier les canalisations 4 et 9, ont fonctionné à pleine capacité ou presque, exigeant parfois des répartitions de la capacité (voir la partie 2.1.3).

En 2003-2004, Terasen (TMPL) a fonctionné pratiquement à pleine capacité, ayant eu recours à des répartitions de la capacité en janvier et mars 2004. Compte tenu du fort taux d'utilisation du réseau et de l'augmentation escomptée de la demande d'espace pipelinier liée à la croissance prévue de la production à partir des sables bitumineux et des livraisons de pétrole brut lourd, Terasen (TMPL) a déposé une demande en décembre 2003 en vue de faire approuver un agrandissement de 4 300 m^3/j. L'Office a autorisé l'agrandissement et les nouvelles installations sont entrées en service en septembre 2004. Au cours du premier trimestre de 2005, Terasen (TMPL) a fonctionné à environ 60 % de sa capacité, grâce principalement à la mise à niveau de raffineries sur la côte Ouest (voir la figure 8).

Express Pipeline Limited Partnership fonctionne à pleine capacité depuis plusieurs années; à certains moments, l'utilisation du réseau a même dépassé sa capacité nominale totale (voir la figure 9).

FIGURE 8

Débit du réseau Terasen (TMPL) par rapport à sa capacité

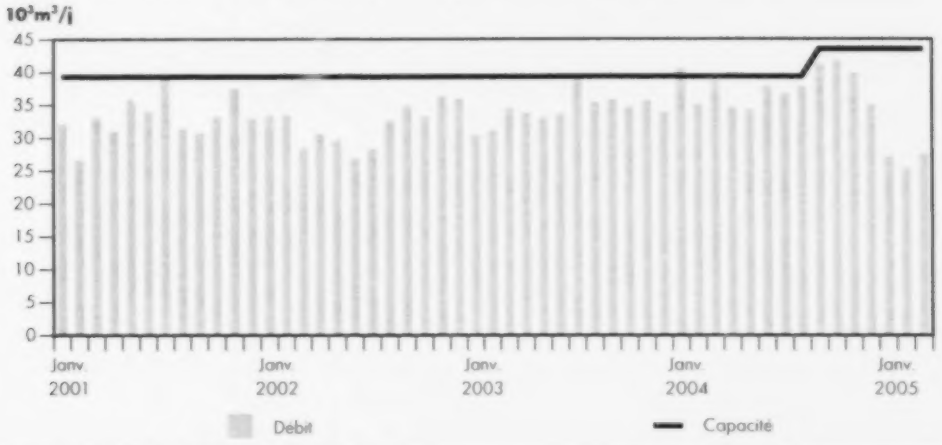
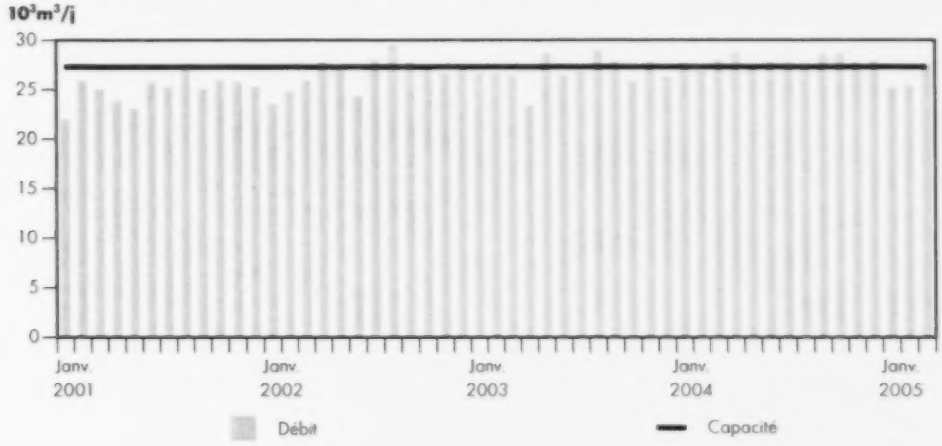


FIGURE 9

Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité



Un projet d'agrandissement, achevé le 1er avril 2005, a ajouté une capacité de 17 100 m^3/j dans le réseau. Contrairement à Enbridge ou à Terasen (TMPL), l'exploitation du réseau Express repose principalement sur des engagements financiers à long terme pris par les expéditeurs. En raison de ces engagements financiers, les expéditeurs ont tendance à utiliser l'espace disponible sur le réseau Express avant de se servir d'autres réseaux.

2.1.3 *Répartition de la capacité*

Les oléoducs sont exploités principalement comme des transporteurs publics. C'est donc dire que les expéditeurs passent des commandes pour les volumes qu'ils souhaitent faire transporter, de façon mensuelle, et ne possèdent aucun droit contractuel sur la capacité du pipeline. Il y a insuffisance de capacité lorsque les expéditeurs commandent le transport de quantités de pétrole ou de produits pétroliers supérieures à ce que l'oléoduc peut transporter ce mois-là. En pareil cas, chaque expéditeur qui commande des volumes se fait attribuer une portion de la capacité disponible; cela s'appelle une répartition de la capacité, qui est réalisée en fonction de l'entente de répartition de la

capacité conclue individuellement par chaque pipeline. Nous analysons ci-dessous des données sur de récentes répartitions de la capacité effectuées sur les réseaux d'Enbridge, de Terasen (TMPL) et de Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin).

Enbridge

Les canalisations 2 et 4 d'Enbridge sont réservées au transport de pétrole brut lourd, tandis que la canalisation 3 est affectée aux pétroles bruts moyens et légers. Au cours du premier trimestre de 2005, la capacité de la canalisation 4 a été soit légèrement sursouscrite soit entièrement souscrite. Au troisième trimestre de 2005, Enbridge envisage de faire une substitution de service entre les canalisations 2 et 3, de manière à accroître de 39 000 m^3/j la capacité affectée au transport de pétrole lourd.

La canalisation 9 d'Enbridge transporte du pétrole de Montréal à Sarnia et sa capacité est de 38 150 m^3/j. Comme l'indique le tableau 1, des répartitions ont eu lieu assez souvent sur cette canalisation. Cela s'explique entre autres par une augmentation des expéditions de pétrole brut provenant des champs Hibernia et Terra Nova, dont la teneur en cire est élevée et réduit la capacité d'exploitation de la canalisation. Une autre raison est le prix avantageux du pétrole brut de l'étranger qui a favorisé une hausse des importations ces derniers mois.

Terasen (TMPL)

Sur le réseau Terasen (TMPL), les répartitions de la capacité sont calculées séparément des expéditions à des destinations terrestres et au quai Westridge (représentées par les lettres T et Q respectivement, dans le tableau 2). Les répartitions de la capacité effectuées de septembre à novembre 2004 étaient attribuables à l'accroissement des expéditions à des destinations terrestres — par suite d'une augmentation de la demande — ainsi qu'à des travaux d'entretien du réseau qui ont réduit la capacité disponible. En dépit de l'agrandissement terminé en septembre 2004, une répartition de la capacité s'est imposée en novembre à cause, en partie, d'une augmentation de la demande chez les raffineurs de l'État de Washington. De décembre 2004 à mars 2005, le débit a chuté dans le réseau et aucune répartition de la capacité n'a été nécessaire pendant cette période. La répartition effectuée en avril 2005, à raison de 13 % des expéditions à des destinations terrestres, reflète fort probablement une augmentation des commandes par les raffineries de Washington à

TABLEAU 1

Répartitions de la capacité chez Enbridge

	Sept.-04	Oct.-04	Nov.-04	Déc.-04	Janv.-05	Févr.-05	Mars-05	Avr.-05
Répartition sur la canalisation 4	0 %	0 %	0 %	6 %	0 %	0 %	1 %	0 %
Débit ($10^3 m^3/j$)	98,1	100,5	101,4	119,3	113	114,2	114,8	104,7
Répartition sur la canalisation 9	21 %	18 %	0 %	0 %	4 %	10 %	0 %	0 %

TABLEAU 2

Répartitions de la capacité chez Terasen (TMPL)

	Sept.-04	Oct.-04	Nov.-04	Déc.-04	Janv.-05	Févr.-05	Mars-05	Avr.-05
Répartition de la capacité	24 %	14 %	14 %	0 %	0 %	0 %	0 %	13 % T 62 % Q
Débit ($10^3 m^3/j$)	41,2	41,8	39,8	34,9	27,2	25,4	28,3	37,2

TABLEAU 3

Répartitions de la capacité chez Cochin

	Sept.-04	Oct.-04	Nov.-04	Déc.-04	Janv.-05	Févr.-05	Mars-05	Avr.-05
Répartition de la capacité	32 %	0 %	0 %	5 %	0 %	0 %	5 %	0 %
Débit (10^3 m /j)	7,4	11,4	11,0	10,3	12,3	8,7	7,6	9,4

la suite de la mise à niveau de leurs installations. La répartition de 62 % faite dans le cas du quai Westridge pourrait s'expliquer par l'augmentation des expéditions de pétroles bruts plus lourds, à des fins d'essai.

Par suite des répartitions de la capacité exigées sur le réseau Terasen (TMPL) depuis 2003, deux demandes ont été déposées auprès de l'Office. L'une d'elle, de la part de Chevron Canada Limited (Chevron), vise à obtenir une ordonnance désignant sa raffinerie de Burnaby (C.-B.) en tant que destination prioritaire pour la livraison sans répartition des commandes de pétrole brut venant d'Edmonton. La deuxième demande a été déposée par Chevron Standard Limited, Neste Canada Inc. et Chevron pour solliciter une ordonnance désignant la raffinerie de Burnaby (C.-B.) de Chevron comme destination prioritaire aux fins de la livraison sans répartition des commandes d'isooctane en provenance d'Edmonton.

Cochin

La capacité de la canalisation de Cochin dépend du type de produit qui y est transporté et du moment de l'année. La canalisation peut transporter du propane, de l'éthane, de l'éthylène et des butanes, mais la quantité d'éthylène commandée dans un mois donné influe sur sa capacité. S'il y a une grande quantité d'éthylène dans la canalisation, la capacité s'en trouve réduite de beaucoup. Cochin est encore soumise à des restrictions de la pression d'exploitation depuis une rupture survenue sur la partie américaine du pipeline et un incendie subséquent en 2003.

Cochin n'a pas effectué de répartition de la capacité au premier trimestre de 2005, mais les restrictions de pression continuent de limiter la capacité de sa canalisation. Elle s'attend à procéder à des répartitions entre juin et septembre 2005 à cause de la fermeture prévue de la canalisation pour la conduite d'essais hydrostatiques.

Oléoduc Wascana

À titre d'exploitant de l'oléoduc Wascana, PMC (Nova Scotia) Company a été avisée que le pipeline Bridger ne pourrait pas accepter des livraisons de pétrole brut de Wascana en des points au sud de la première station de pompage du pipeline Bridger, située à Poplar (Montana), à cause de préoccupations concernant l'intégrité du pipeline. En raison de cette contrainte du côté américain, l'oléoduc Wascana a fonctionné à un régime fortement réduit. Un grand nombre d'anomalies repérées sur le pipeline Bridger sont en cours d'investigation et de réparation. Il est encore trop tôt pour déterminer avec un certain degré de certitude à quel moment l'exploitation du pipeline Bridger reviendra à la normale, mais la société responsable du pipeline a fixé la fin août 2005 comme date cible.

2.2 Indice des droits pipeliniers

Une autre indication de l'efficience du réseau de transport est la mesure où les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix stables et raisonnables.

Pour évaluer cet aspect, l'Office analyse les variations d'un droit repère, au fil du temps, pour chacun des principaux pipelines (p. ex., le droit de la zone de l'Est de TransCanada ou le droit T-Sud de Westcoast jusqu'au point d'exportation). Étant donné la nature de la réglementation du coût du service, les droits pipeliniers peuvent augmenter du simple fait qu'un important projet d'immobilisation a été entrepris pour répondre aux besoins des expéditeurs. Il n'en demeure pas moins que si un droit repère augmente de façon notable, cela peut dénoter un problème sur les marchés du transport (p. ex., une baisse de débit ou de la demande contractuelle).

Gazoducs

La figure 10 compare les droits de TransCanada, de Westcoast et de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) avec l'indice implicite de prix (IIP), ouvrages non résidentiels[3]; les valeurs sont normalisées à compter de 1997.

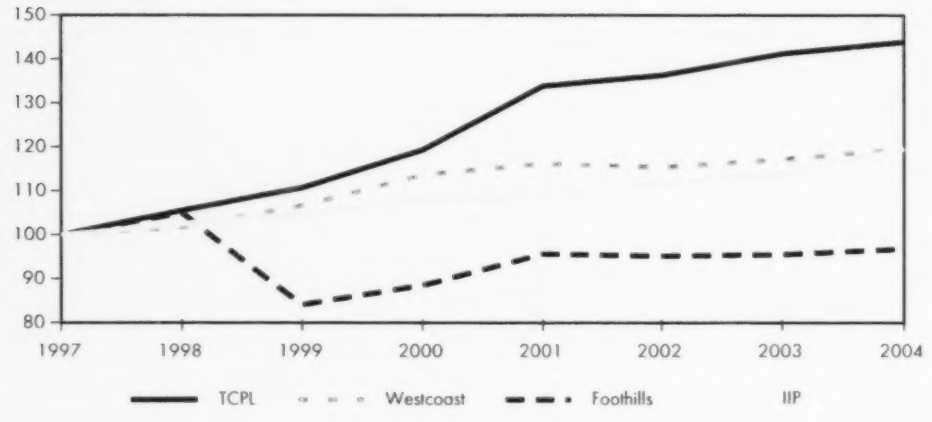
L'augmentation du droit de la zone de l'Est de TransCanada entre 1997 et 2001 est attribuable dans une large mesure au non-renouvellement d'un grand nombre de contrats sur le réseau principal, surtout après la mise en service d'Alliance en 2000. Depuis 2001, le droit suit d'assez près l'IIP.

En 2000, le droit de transport T-Sud de Westcoast jusqu'au point d'exportation avait augmenté de plus de 10 % par rapport à l'année précédente principalement à cause de l'inclusion de coûts imprévus liés à l'intégrité du pipeline. Ce droit a commencé à se rapprocher de l'IIP en 2001.

Après avoir chuté en 1999 à la suite d'un agrandissement rentable du réseau, les droits perçus dans la zone 9 de Foothills sont demeurés assez stables. Dans le cas du gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP), les droits sont demeurés assez constants, à environ 0,66-0,68 $/GJ, depuis la mise en service en 2000. Il en va de même pour les droits d'Alliance, qui sont demeurés à 0,77 $/GJ depuis le début de l'exploitation du pipeline en 2001.

FIGURE 10

Droits des gazoducs et indice implicite de prix (valeur normalisée à compter de 1997)



3 Selon Statistique Canada, cet indice convient pour l'étude des services pipeliniers.

Statistique Canada – Série CANSIM v3840577 – Tableau 384-0036 : Indices implicites de prix, Produit intérieur brut (PIB), CEP; Canada; Formation brute de capital fixe des entreprises, ouvrages non résidentiels (Indice, 1997=100)

Oléoducs

La figure 11 présente une comparaison entre les droits repères d'Enbridge, de Terasen (TMPL) et de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) et l'IIP; les valeurs sont normalisées à compter de 1997.

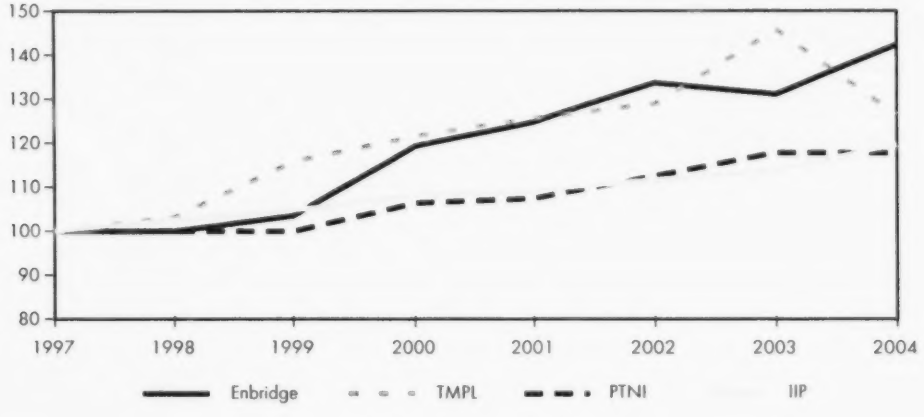
En 2000, les droits d'Enbridge – Edmonton à la frontière internationale – ont augmenté parce que les débits avaient chuté de façon inattendue en 1999. Sous le régime de son règlement négocié, Enbridge a pu rattraper le manque à gagner dans les années subséquentes. La hausse des droits en 2004 tient principalement au fait que le réseau était exploité à environ 80 % de sa capacité, les récents ajouts de capacité n'ayant pas été comblés par une augmentation correspondante du débit. Les frais fixes complets ont été répartis sur de plus faibles volumes, ce qui a entraîné une augmentation des droits.

Les droits de Terasen (TMPL) – Edmonton à Burnaby – ont augmenté en 1999 car on prévoyait un faible débit pour cette année-là (la prévision de 1999 était de 17,9 % inférieure à celle de 1998 et le droit est calculé en fonction du débit prévisionnel). La baisse des droits de Terasen (TMPL) en 2004 résulte en grande partie de la liquidation des comptes de report de 2003, comptabilisant des produits supérieurs et des coûts inférieurs aux prévisions, et d'une légère augmentation du débit à compter d'octobre 2004.

Les droits de PTNI – Oakville à Montréal – ont généralement varié au même rythme que l'IIP depuis 1997.

FIGURE 11

Droits des oléoducs et indice implicite de prix (valeur normalisée à compter de 1997)



2.3 Satisfaction des expéditeurs

Le degré de satisfaction des expéditeurs représente une mesure clé de l'efficience du réseau de transport. L'Office se sert des outils suivants pour jauger la mesure où les expéditeurs sont satisfaits des services que leur offrent leurs sociétés pipelinières.

- un sondage annuel;
- la rétroaction recueillie au moyen de discussions informelles avec les expéditeurs et d'autres parties prenantes;
- les plaintes officielles déposées auprès de l'Office.

2.3.1 *Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines*

En juin 2004, l'Office a institué un sondage annuel sur les services liés aux pipelines en tant que moyen d'obtenir des expéditeurs se prévalant des services de transport des dix principales sociétés pipelinières réglementées par l'ONE une rétroaction directe sur le niveau de service fourni par ces transporteurs. Le sondage a également servi à recueillir les avis des expéditeurs au sujet du rendement fourni par l'Office dans l'exercice de son rôle de régie, tel qu'il touche les droits et les tarifs.

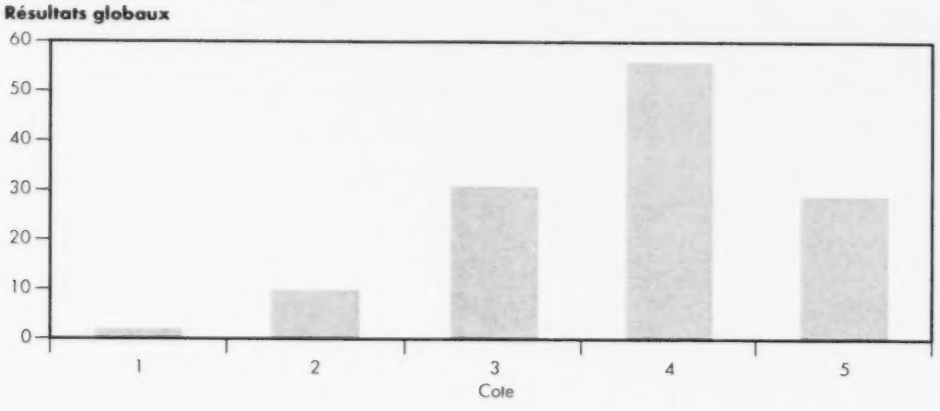
En janvier 2005, le premier sondage sur les services liés aux pipelines a été administré. Les sociétés ont envoyé le sondage à chacun de leurs expéditeurs actifs, qui ont retourné leurs réponses directement à l'Office. Le taux de réponse à été de 23 %.

Après l'analyse des réponses, l'Office a publié un résumé des résultats globaux. Ces résultats sommaires incluent la moyenne de l'industrie et la distribution des réponses pour chaque question, ainsi qu'un sommaire des tendances ou thèmes importants qui se dégagent des résultats. De plus, l'Office a fourni à chaque société pipelinière, ainsi qu'aux expéditeurs ayant participé au sondage, un relevé détaillé des résultats qui concernent la société, y compris la cote moyenne obtenue et la distribution des réponses pour chacune des questions et les commentaires textuels des expéditeurs, sans indication de la source.

La figure 12 montre les résultats globaux obtenus pour la première question du sondage, qui demandait aux expéditeurs de coter la qualité globale du service offert au cours de la dernière année (la cote 1 correspondait à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait »). Comme on le voit dans la figure, les expéditeurs, en moyenne, étaient raisonnablement satisfaits des services offerts par leurs sociétés pipelinières[4].

FIGURE 12

Qualité globale du service (Moyenne de l'industrie, 3,78)



Selon les résultats du sondage, les expéditeurs trouvent que les sociétés pipelinières se tirent bien d'affaire aux points de vue suivants :

- fiabilité de l'exploitation matérielle;
- rapidité d'envoi et exactitude des factures et des relevés;
- rapidité de publication et exactitude de l'information sur l'exploitation.

4 La moyenne de l'industrie correspond à la moyenne de toutes les réponses fournies pour tous les pipelines.

Les expéditeurs estimaient que leur société pipelinière pouvait le plus s'améliorer sous les rapports suivants :

- rendre les droits plus concurrentiels;
- manifester une attitude d'amélioration et d'innovation continues;
- efforts faits par la société pipelinière pour trouver des solutions justes et raisonnables lorsqu'elle règle des problèmes.

Le lecteur trouvera à l'annexe 2 les cotes globales données en réponse à toutes les questions du sondage. Le relevé complet des résultats globaux se trouve à l'adresse suivante : www.neb-one.gc.ca/Publications/; cliquer sur Résultats des sondages.

2.3.2 *Surveillance informelle*

La surveillance informelle se fait au moyen de contacts personnels entre des membres du personnel de l'ONÉ et les représentants des sociétés pipelinières, expéditeurs, régies provinciales et autres parties prenantes, telle la communauté financière. Elle permet au personnel de l'ONÉ de recueillir les points de vue des intéressés sur les enjeux et les préoccupations de l'industrie, notamment au sujet du rendement des pipelines, et de voir comment ils perçoivent les processus de réglementation de l'ONÉ. Ces entretiens offrent aussi à l'Office la possibilité de jauger l'efficience des réseaux de transport et peuvent l'alerter au besoin d'exercer son leadership dans des domaines particuliers de la réglementation économique[5].

Voici certains des commentaires que nous avons reçus de parties prenantes au cours de nos rencontres de surveillance informelle :

- Lorsque c'est possible, il serait bon que les droits soient établis pour une période de plusieurs années (p. ex., de trois à cinq ans). Cette pratique permettrait de réaliser des économies, offrirait plus de certitude en matière tarifaire et éliminerait la nécessité de réexaminer les mêmes informations année après année. Certains expéditeurs ont indiqué que la diffusion par l'ONÉ d'un énoncé de politique dans ce sens (de la même façon que la Federal Energy Regulatory Commission diffuse des avis de projets de règles - *Notice of Proposed Rulemakings*) favoriserait ce résultat. Cette suggestion a été appuyée par plusieurs membres de la communauté financière.
- Il faut un mécanisme qui permette à l'Office d'entendre les préoccupations des expéditeurs de façon périodique. Sous le régime des règlements négociés, les expéditeurs ont l'impression que l'Office obtient peu d'information sur les préoccupations qu'ils peuvent avoir.

2.3.3 *Plaintes officielles*

Le nombre et la nature des plaintes officielles logées par des expéditeurs devant l'Office constituent un autre indice du degré de satisfaction des expéditeurs à l'égard des services des sociétés pipelinières. Un nombre considérable de plaintes dénoterait l'existence d'un problème à régler. Au cours des deux dernières années, il y a eu peu de plaintes dont le règlement a nécessité un processus formel devant l'Office.

5 Les employés de l'Office, conformément au *Code régissant la conduite des employés*, ne doivent pas discuter avec des parties de l'extérieur de questions dont l'Office a été saisi et qui font l'objet d'une instance de réglementation. Voir le site Web de l'ONÉ pour consulter le code.

2.4 Viabilité financière des pipelines et capacité de réunir des capitaux

La dernière mesure de l'efficience du réseau de transport réside dans la vigueur financière des sociétés pipelinières. La présente partie examine la viabilité financière de plusieurs pipelinières réglementées par l'Office et leur aptitude à mobiliser des capitaux à des conditions raisonnables afin d'investir dans l'infrastructure. Pour les besoins de cette évaluation, nous avons examiné des ratios financiers, des rapports de solvabilité et les évaluations faites par des analystes d'actions.

Tel qu'il est précisé dans l'introduction, le présent rapport n'a pas pour objet l'évaluation de facteurs qui seraient examinés dans le cadre d'une instance réglementaire sur le coût du capital, par exemple, l'essai des gains comparables ou le critère de l'attraction de capital. Il vise plutôt à présenter une évaluation exhaustive du fonctionnement du réseau de transport canadien, en examinant notamment la question de savoir s'il est en mesure de croître efficacement pour répondre aux besoins des producteurs et, en bout de ligne, des consommateurs.

2.4.1 *Ratios financiers*

Les ratios financiers sont des indicateurs utiles du rendement et de la situation financière d'une société. Ils peuvent être utilisés pour évaluer la liquidité d'une entreprise, son rendement d'exploitation, son potentiel de croissance, et le risque. L'évaluation des ratios financiers est la plus significative lorsque les ratios d'une entreprise sont suivis au fil du temps ou comparés à des ratios repères de l'industrie. Il faut toujours compiler et interpréter les ratios financiers d'une société pipelinière avec précaution du fait que certains éléments d'information financière peuvent se rapporter à sa société mère, qui pourrait compter des actifs non réglementés.

Dans l'industrie pipelinière, certains des principaux ratios utilisés pour apprécier la viabilité financière d'une entreprise sont le ratio de couverture des intérêts, le ratio des fonds provenant de l'exploitation (FPE) à la dette totale, le rendement du capital-actions (RCA) et le ratio d'endettement. Nous examinons certains de ces ratios ci-dessous.

Ratios de couverture des intérêts

Les ratios de couverture des intérêts mesurent le nombre de fois que le bénéfice de l'entreprise au cours d'un exercice donné, avant déduction des intérêts débiteurs et de l'impôt sur le bénéfice, peut servir à payer les intérêts sur la dette de l'exercice. Dans la perspective des porteurs d'obligations, le ratio de couverture des intérêts indique si une entreprise pourrait éprouver des difficultés à effectuer ses paiements d'intérêts. Du point de vue du porteur d'actions, le ratio donne une idée de la viabilité financière à court terme de l'entreprise.

Une des formules utilisées pour calculer la couverture des intérêts consiste à diviser le bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) par les intérêts débiteurs annuels. Il existe aussi un autre ratio de couverture qui est centré sur les flux de trésorerie, plutôt que sur le bénéfice comptable, soit le ratio de couverture FPE-intérêts. Nous n'avons pas fourni de données pour ce dernier ratio dans le rapport.

Un ratio de couverture élevé est généralement un indice favorable pour les porteurs d'obligations et les investisseurs en actions. Dans le cas des premiers, cela indique une faible probabilité que l'entreprise ne pourra être en mesure d'honorer ses paiements d'intérêts à court terme. Dans le cas des investisseurs en actions, un ratio élevé dénote que l'entreprise est relativement solvable.

TABLEAU 4

Ratios de couverture BAII-intérêts

	2000	2001	2002	2003
Alliance	-	1,85	1,92	1,85
Enbridge	2,80	2,84	3,02	-
Foothills	2,16	2,16	2,39	2,41
M&NP	1,55	1,82	2,05	-
Terasen (TMPL)	3,62	4,69	6,12	7,03
TQM	1,99	2,15	2,36	2,36
TransCanada	1,97	2,16	2,32	2,36
Westcoast	1,58	1,99	2,14	1,85

Le tableau 4 présente les ratios de couverture BAII-intérêts des sociétés pipelinières du Groupe 1, tels qu'ils ont été calculés par le Dominion Bond Rating Service (DBRS). La plupart des ratios se situent dans une plage de 2 à 3, à l'exception de celui de Terasen (TMPL), qui dépasse plusieurs fois celui de ses pairs. Le ratio de couverture plus élevé de Terasen (TMPL) s'explique principalement par le fait que la société a un ratio du capital-actions ordinaire de 45 % et, par conséquent, un taux d'endettement moins élevé que les autres pipelinières. D'après le tableau 4, on constate que les ratios de couverture de la plupart des sociétés sont stables ou qu'ils s'améliorent au fil du temps.

Le DBRS a souligné que les ratios de couverture des intérêts des sociétés pipelinières canadiennes sont souvent de 1,0 à 1,25 fois moindres que ceux des entreprises pipelinières américaines. Il relève les facteurs suivants comme causes contribuant à ces ratios de couverture moins élevés :

- plus faible rendement autorisé du capital-actions (typiquement 200 points de base de moins);
- plus faibles ratios présumés du capital-actions ordinaire (ces ratios vont de 30 à 35 % au Canada);
- comptabilisation de l'impôt au Canada suivant la méthode de l'impôt exigible, par opposition à la méthode de l'impôt normalisé qui a cours aux États-Unis (cette méthode permet que l'impôt sur le bénéfice reporté soit recouvré au moyen des droits).

En dépit des ratios de couverture moindres cités par le DBRS, aucune des grandes sociétés réglementées par l'Office n'a éprouvé des difficultés à assurer le service de sa dette.

Rendement du capital-actions

Le rendement du capital-actions (RCA) est une mesure courante du rendement financier, et est souvent utilisé pour évaluer des sociétés et les comparer entre elles. Le RCA que touche une société peut s'exprimer en termes financiers comme le quotient du bénéfice net par le capital actions ordinaire. Cependant, dans le cas des sociétés réglementées par l'ONÉ, ce ratio est exprimé comme étant le rendement touché sur la proportion de capital-actions approuvée par l'Office dans la base tarifaire de l'entreprise.

TABLEAU 5

Rendement du capital-actions de 1999 à 2004

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Alliance	-	11,21	11,25	11,25	11,25	-
Enbridge	11,70	11,20	12,20	13,00	-	-
Foothills	9,58	9,90	9,61	9,53	9,79	9,56
M&NP	-	13,80	14,20	12,95	12,31	13,75
Terasen (TMPL)	18,50	17,50	19,60	20,40	20,40	-
TQM	9,94	9,96	10,21	9,80	10,21	9,84
TransCanada	9,64	9,99	9,72	9,95	10,18	10,18
TCPL – Réseau de la C.-B.	9,58	9,90	6,86	9,53	8,21	8,51
Westcoast, Services sur le terrain	-	-	13,62	14,87	6,76	11,63
Westcoast, Transport	11,68	12,68	15,84	13,44	12,93	10,28
Formule RH-2-94 de l'ONÉ	9,58	9,90	9,61	9,53	9,79	9,56

Sources : DBRS (Enbridge, Terasen); Rapports de surveillance soumis à l'ONÉ et rapports annuels (toutes les autres sociétés); un tiret indique que la donnée n'est pas accessible.

Le tableau 5 montre les RCA réels de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1 pour les années 1999 à 2004 ainsi que les RCA autorisés par l'Office suivant la formule RH-2-94[6]. Alliance, Enbridge, M&NP et Terasen (TMPL) ne sont pas assujetties à des RCA autorisés par l'ONÉ parce qu'elles négocient leurs propres RCA avec leurs expéditeurs[7]. La Division des services sur le terrain de Westcoast n'est pas assujettie, elle non plus, à l'application de la formule, parce qu'elle négocie ses droits de collecte et de traitement avec chaque expéditeur individuellement.

Les chiffres concernant le RCA d'Enbridge et de Terasen (TMPL) sont tirés des rapports de solvabilité produits par le DBRS, car ces sociétés ne présentent pas de rapports de surveillance à l'Office. Les chiffres peuvent être plus élevés dans leurs cas que ceux auxquels on s'attendrait normalement parce que les calculs peuvent comprendre des bénéfices provenant d'activités non réglementées – par exemple, les bénéfices de Terasen (TMPL) incluent un revenu de dividendes annuel de 6 à 7 millions de dollars reçu de sa société mère, Terasen Inc. Il est recommandé de consulter ces rapports de solvabilité dans le détail avant de comparer les RCA d'Enbridge et de Terasen à ceux des autres sociétés figurant dans le tableau 5.

2.4.2 *Cotes de solvabilité*

Au Canada, les cotes de solvabilité sont déterminées par trois agences indépendantes d'évaluation du crédit : le DBRS, Moody's et la Standard & Poor's (S&P). L'annexe 1 présente une comparaison des échelles de cotation utilisées par le DBRS et la S&P. Les cotes de solvabilité, tout comme les cours des actions, reflètent généralement les activités consolidées de la société toute entière, pas seulement les activités de l'entité réglementée. De ce fait, si l'on se sert des cotes de solvabilité comme une mesure exacte du rendement d'un pipeline réglementé qui appartient à une société exerçant à la fois des activités réglementées et non réglementées, comme c'est le cas de TransCanada et d'Enbridge, par

6 Formule établie lors de l'instance RH-2-94, modifiée par la suite pour éliminer l'arrondissement, qui est utilisée pour calculer le taux de rendement du capital-actions ordinaire de certains pipelines réglementés par l'ONÉ.

7 Le RCA négocié dans le cas d'Alliance est de 11,25 %; celui négocié pour M&NP est de 13,0 %.

exemple, il faut interpréter ces cotes avec précaution. De plus, les cotes de solvabilité sont quelque peu subjectives en ce sens que la cote attribuée à une entreprise représente l'opinion experte d'un analyste en placements; par conséquent, les cotes accordées peuvent être différentes selon l'agence qui fait l'évaluation.

DBRS

Lorsqu'il attribue une cote de solvabilité à une entreprise, le DBRS tente de prendre en ligne de compte tous les facteurs significatifs qui pourraient influer sur le risque lié à la capacité de l'entreprise d'effectuer ses paiements de capital et d'intérêts, lorsqu'ils sont exigibles. Les principaux facteurs considérés varient d'un secteur d'activité à un autre, mais certains aspects communs sont pris en compte dans la plupart des cotations, notamment : la rentabilité de base; la qualité de l'actif; la qualité des stratégies et des gestionnaires; et le profil de risque financier et commercial.

Pour les sociétés pipelinières, les services publics d'électricité et les sociétés de distribution de gaz, voici d'autres facteurs qui influent sur la détermination des cotes de solvabilité : les questions réglementaires, le contexte de concurrence, l'offre et la demande, les activités réglementées par opposition aux activités non réglementées.

Comme on le voit dans le tableau 6, les cotes de solvabilité des sociétés pipelinières du Groupe 1 sont demeurées stables de 1999 à aujourd'hui. Alliance a amélioré sa cote, qui est passée de BBB (élevée) à A (faible).

TABLEAU 6

Historique des cotes de solvabilité accordées par le DBRS – Créances de premier rang et créances subordonnées

	1999	2000	2001	2002	Actuelle
Alliance	BBB (élevée)	BBB (élevée)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
Enbridge	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)
M&NP	A	A	A	A	A
Terasen (TMPL)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
TQM	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)
TransCanada	A	A	A	A	A
Westcoast	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)

Standard & Poor's

Une cote de solvabilité de la S&P représente une opinion courante de la capacité financière globale qu'a une société de faire face à ses obligations financières. La S&P fonde ses cotes sur la solvabilité globale de la société. Par conséquent, la cotation d'une filiale en propriété exclusive, en l'absence d'un isolement financier véritable de la société mère, reflète habituellement la solvabilité de la société mère. Cette opinion est fondée sur la capacité et la volonté de l'entreprise de faire face à ses engagements financiers à mesure qu'ils deviennent exigibles et peut aussi s'appliquer à certaines obligations financières particulières. Le tableau 7 présente l'historique des cotes de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1.

Selon la méthode de cotation de la S&P, une société cotée A présente une forte capacité d'honorer ses engagements financiers, mais est quelque peu plus vulnérable aux effets négatifs de changements dans

TABLEAU 7

Historique des cotes de solvabilité accordées par la S&P

	2000	2001	2002	2003	2004
Enbridge	A/Stable	A-/Négative	A-/Négative	A-/Stable	A-/Stable
Terasen (TMPL)	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Sous surv. nég	BBB/Stable	BBB/Stable
TQM	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable
TransCanada	A-/Stable	A-/Stable	A-/ Sous surv. nég.	A-/Négative	A-/Négative
Westcoast	A-/Négative	A-/Stable	A/Négative	BBB/Stable	BBB/Positive

les circonstances et la conjoncture économique que ne le sont des sociétés cotées dans des catégories supérieures. Une société cotée BBB présente une capacité acceptable d'honorer ses engagements financiers. Cependant, des conditions économiques défavorables ou des changements dans les circonstances pourraient affaiblir sa capacité de faire face à ses engagements financiers.

Chacune de ces agences a exprimé l'opinion, à différentes reprises, que le RCA découlant de la formule RH-2-94 et les ratios présumés du capital-actions approuvés par l'Office sont bas comparativement aux normes internationales. Néanmoins, les cotes attribuées par les agences d'évaluation du crédit indiquent que toutes les sociétés réglementées par l'ONE se situent dans la catégorie de « bons placements ».

2.4.3 *Accès aux marchés de capitaux*

Comme nous l'avons mentionné dans l'introduction, les pipelinières doivent pouvoir accéder à des capitaux pour être en mesure d'agrandir et d'entretenir leurs réseaux afin de répondre à l'évolution des besoins du marché.

Le test le plus direct de l'aptitude d'une société pipelinière à financer la mise en place d'une nouvelle capacité réside dans la preuve du marché de son aptitude, ou inaptitude, à financer de nouveaux projets de construction de grande envergure. Or, en raison du plafonnement de la production de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et de la suffisance de la capacité de transport en place, peu de nouveaux pipelines ont été construits dans les dernières années. Il est vrai que quelques agrandissements d'oléoducs ont eu lieu récemment, mais ces projets ne représentaient pas vraiment de gros investissements. Ainsi, la question demeure : les sociétés pipelinières auraient-elles des difficultés ou non à financer de nouveaux projets, si le besoin s'en faisait sentir.

Pour répondre à cette question, l'Office a rencontré des agences d'évaluation du crédit, des fournisseurs de capitaux et des analystes d'actions dans la communauté financière pour discuter de leurs opinions sur la capacité des pipelinières d'avoir accès aux marchés de capitaux, des critères généraux qu'ils utilisent pour évaluer les sociétés pipelinières réglementées par l'Office et de leurs vues sur le contexte de réglementation qui existe au Canada.

Concernant la question primordiale de l'accès aux capitaux, toutes les organisations consultées ont indiqué que les sociétés pipelinières canadiennes n'auraient actuellement aucune difficulté à réunir des capitaux à des coûts raisonnables. À titre d'exemple, elles estimaient que le financement d'un pipeline tel que le gazoduc de la vallée du Mackenzie ou d'autres oléoducs pour transporter la production croissante de pétrole provenant des sables bitumineux ne présenterait pas un défi majeur. Certaines ont noté que les émissions obligataires des sociétés pipelinières canadiennes ont toujours été très

attrayantes à cause notamment de la sûreté de l'environnement réglementaire. Les organisations consultées étaient généralement d'avis qu'une émission obligataire serait favorablement accueillie par le marché.

Pour ce qui est d'attirer des capitaux propres, certains analystes en placements ont souligné qu'une émission importante d'actions au taux actuel de RCA autorisé par l'ONÉ pourrait se révéler plus problématique. Ils ont indiqué que des projets récents, comme ceux d'Alliance et de M&NP, se sont appuyés sur un rendement du capital-actions majoré. Selon certains analystes, les pipelines en place seraient désavantagés s'il leur fallait réunir des capitaux au taux de RCA approuvé. D'autres estimaient que les projets de construction de tout nouveaux pipelines doivent offrir des RCA plus élevés pour attirer des investissements de capitaux, simplement parce qu'ils comportent plus de risques. On a reconnu que l'Office, par le passé, avait autorisé les RCA plus élevés qui étaient nécessaires pour soutenir de nouveaux pipelines, comme dans le cas d'Alliance et de M&NP.

2.4.4 *Autres commentaires de la communauté financière*

Les agences d'évaluation du crédit et les administrateurs de régimes de retraite se préoccupent avant tout de la prévisibilité des flux de trésorerie qui sous-tendent le paiement des dettes et le versement des dividendes. Sous ce rapport, ils voyaient la formule RH-2-94 de l'Office d'un œil favorable parce qu'elle accroît la prévisibilité. La plupart des intervenants que l'Office a rencontrés ont indiqué qu'ils seraient en faveur d'arrangements qui offrent un gage de certitude pendant une période de plusieurs années, étant donné que les audiences annuelles sur les droits sont une source d'incertitude et peuvent distraire la direction du pipeline de sa tâche de se concentrer sur les autres aspects importants de l'entreprise. Ils ont indiqué, de plus, qu'il serait bon que les droits et les tarifs soient en place dès le début de l'exercice, car le recours à la perception de droits provisoires crée de l'incertitude.

Les administrateurs de régimes de retraite ont exprimé l'opinion que l'Office devrait « protéger » les cotes de solvabilité parce qu'un déclassement pourrait coûter très cher aux porteurs d'obligations. Ils ont souligné que les obligations canadiennes représentent une importante source de revenus pour les régimes de retraite canadiens et qu'un déclassement pourrait les obliger à vendre des titres à des prix escomptés. Par ailleurs, d'autres groupes étaient d'avis que l'Office ne devrait pas se soucier indûment du maintien d'une cote de solvabilité « cible » dans le cas des sociétés pipelinières et qu'une cote correspondant à la qualité d'un « bon placement » devrait suffire.

Certains des interlocuteurs ont souligné que le contexte commercial dans lequel évoluent les gazoducs canadiens traditionnels était devenu un peu plus précaire depuis l'implantation du gazoduc d'Alliance et le ralentissement de la croissance de la production de gaz. Ils croyaient, par conséquent, qu'il y avait lieu de raffermir les paramètres financiers de base sur lesquels s'appuie la réglementation de l'Office[8]. Enfin, un certain nombre de parties ont dit s'inquiéter que l'Office n'imposait pas de règles adéquates pour garantir la protection financière (isolement) d'un service public réglementé et ont exprimé la crainte qu'une société pipelinière pourrait se faire drainer de ses liquidités si la société mère éprouvait de graves difficultés financières.

8 Dans ses Motifs de décision RH-2-2004, phase II, publiés en avril 2005, l'Office a approuvé une hausse du ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada, qui est passé de 33 % à 36 %.

2.4.5 *Évaluations par les analystes d'actions*

Plusieurs analystes d'actions publient des évaluations de sociétés à l'intention des investisseurs de façon périodique. L'Office étudie les évaluations portant sur les activités consolidées des pipelinières, car elles fournissent d'utiles renseignements sur la viabilité financière et les perspectives d'avenir de ces entreprises. Comme pour les cotes de solvabilité, les analystes d'actions se concentrent généralement sur les sociétés qui offrent des actions autonomes, lesquelles, dans bien des cas, englobent à la fois des entreprises non réglementées et des entreprises réglementées. Les observations varient d'un analyste à l'autre et d'une entreprise à l'autre, mais, au cours de la dernière année, les titres de la plupart des sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ ont été cotés comme des valeurs à conserver à long terme ou à acheter, ce qui laisse croire que ce segment de la communauté financière n'entretient pas de craintes particulières au sujet de leurs perspectives à court terme.

CONCLUSIONS ET NOUVEAUX ENJEUX

Conclusions

À la lumière des mesures choisies, l'Office en conclut que le réseau canadien de transport d'hydrocarbures fonctionne très bien à l'heure actuelle.

La capacité du réseau de gazoducs en place paraît actuellement suffisante, d'autant plus que la production du BSOC s'est stabilisée depuis quelques années. La présence d'un certain excédent de capacité à partir du BSOC a donné plus de flexibilité aux producteurs pour accéder à leur marché de prédilection, et la valeur des exportations de gaz naturel a atteint un sommet record de 26,5 milliards de dollars en 2004. Certaines restrictions de capacité existent à l'est de Dawn (Ontario) mais, jusqu'à présent, elles n'ont pas causé de retards importants du point de vue de la livraison de volumes adéquats au marché pour répondre aux besoins des clients.

Dans l'ensemble, le réseau d'oléoducs en place est doté d'une capacité suffisante, et tous les types de pétrole produits dans le BSOC sont acheminés à des marchés à l'intérieur et à l'extérieur du Canada. Toutefois, la capacité a été serrée sur certains réseaux, notamment celui de Terasen (TMPL). Ceci a obligé cette dernière à procéder à des répartitions de la capacité au cours des derniers mois et a donné lieu à des demandes de désignation de destination prioritaire de la part de Chevron pour sa raffinerie de Burnaby. De plus, les producteurs de pétrole canadiens semblent être d'avis qu'il faut améliorer l'accès aux marchés de pétrole brut lourd des États-Unis. Les difficultés d'accès aux raffineries conçues pour le traitement des bruts plus lourds semblent avoir contribué aux écarts prononcés constatés récemment entre le prix du brut lourd et celui du brut léger du Canada. Le besoin de meilleures conditions d'accès est reflété par le soutien que l'industrie canadienne a accordé aux projets visant à inverser le sens de l'écoulement de deux pipelines américains, dont un jusqu'à Cushing (Oklahoma) et l'autre jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, pour ouvrir de nouveaux marchés à la production de pétrole provenant des sables bitumineux.

D'après les résultats du Sondage sur les services liés aux pipelines effectué par l'ONÉ, **les expéditeurs sont raisonnablement satisfaits des services que leur fournissent les sociétés pipelinières** (cote globale de 3,78 sur 5). En particulier, ils ont accordé une cote très élevée au chapitre de la fiabilité de l'exploitation matérielle des pipelines, ce qui indique que la livraison des produits aux marchés se fait d'une manière fiable. Par ailleurs, les expéditeurs ont relevé certains aspects au regard desquels les sociétés pipelinières pourraient améliorer les services fournis, notamment les suivants :

- rendre les droits plus concurrentiels;
- manifester une attitude d'amélioration et d'innovation continues;
- efforts faits par la société pipelinière pour trouver des solutions justes et raisonnables lorsqu'elle règle des problèmes.

Il ressort de notre évaluation financière que les **sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ sont financièrement saines.** Rappelons, toutefois, que les données et les indicateurs étudiés se rapportent dans certains cas aux activités consolidées des sociétés pipelinières évaluées. Bien que les pipelinières n'ont pas eu à mobiliser de gros montants de capitaux au cours des dernières années, le sondage de l'Office auprès de la communauté financière révèle que cette dernière croit que les pipelinières n'auraient aucune difficulté actuellement à réunir des fonds pour financer la plupart de leurs grands projets éventuels.

L'Office se rend compte que le présent rapport n'offre qu'un coup d'œil ponctuel sur la situation du réseau pipelinier canadien et ne fournit pas, par exemple, une comparaison avec des pipelines relevant d'autres administrations. Pour l'Office, il s'agit d'un premier pas en vue d'évaluer l'efficacité du réseau de transport d'hydrocarbures du Canada. L'Office a l'intention de continuer à suivre l'efficacité du réseau et à poursuivre les consultations afin de connaître les points de vue de toutes les parties sur le réseau de transport canadien. L'Office invite les lecteurs à lui faire part de leurs impressions sur les critères de mesure employés dans le rapport et les conclusions dégagées, de même qu'à lui faire des suggestions sur les améliorations qu'il pourrait apporter dans de futurs rapports.

Nouveaux enjeux

Le réseau de transport fonctionne bien à l'heure actuelle, mais l'industrie est confrontée à plusieurs nouveaux défis.

Pour répondre aux besoins des producteurs et des usagers, le réseau de transport doit pouvoir s'adapter à l'évolution des besoins du marché au fil du temps et s'étendre pour rejoindre de nouvelles sources d'approvisionnement. Cela pourrait soulever un défi de taille pour le secteur pipelinier parce que les investissements en jeu ont tendance à être considérables au départ et que les bailleurs de fonds doivent être raisonnablement sûrs de l'existence d'un approvisionnement et de marchés à long terme. Par ailleurs, il est clair que, plus la période de recouvrement d'un investissement est longue, plus il y a de probabilités que des changements surviennent dans les circonstances du marché.

La possibilité que le marché se transforme au fil du temps est accentuée par l'incertitude entourant le nombre de terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) qui seront construits en Amérique du Nord et les effets que le GNL pourrait avoir sur l'équilibre de l'offre et de la demande, ainsi que sur les flux d'acheminement de gaz naturel. Par exemple, la construction de terminaux de GNL au Québec pourrait avoir des répercussions importantes du point de vue des flux de gaz dans les réseaux de TransCanada et de TQM, et influer sur la conception des droits de ces réseaux.

Un autre facteur qui pourrait influer sur l'équilibre de l'offre et de la demande, et le transport de gaz en conséquence, est le besoin considérable en gaz pour la production d'électricité qui découlera de la politique ontarienne prévoyant l'élimination de 7 500 MW de capacité de production au charbon. La remise à neuf de centrales nucléaires existantes pourrait permettre de remplacer une partie de cette capacité, mais il est probable qu'une forte quantité d'électricité produite à partir de nouvelles centrales au gaz naturel sera intégrée dans le réseau. Les répercussions exactes de la production de gaz naturel additionnelle qui s'ensuivra dépendront de la capacité totale autorisée et de l'emplacement des nouvelles installations de production.

Pour ce qui concerne le marché du pétrole, la croissance escomptée de la production à partir des sables bitumineux confronte l'industrie à des choix épineux quant à savoir quels marchés supplémentaires doivent être exploités et comment procéder à l'agrandissement du réseau d'oléoducs. Les choix qui s'offrent comprennent l'agrandissement des réseaux en place et la construction de nouveaux réseaux pour donner accès à d'autres marchés situés aux États-Unis et en Asie. Compte tenu

de la mise de capitaux considérable et de la relative irréversibilité des décisions d'investissement, les intervenants du marché veulent s'assurer que des décisions optimales seront prises à cet égard.

Dans l'optique de la réglementation, le défi consiste à fournir un processus équitable et efficace qui ne fausse pas les décisions d'investissement qui seraient, dans l'idéal, prises par le marché. Ceux qui investissent dans de nouveaux pipelines veulent des processus de réglementation clairs avec des échéances prévisibles. Si les délais s'allongent ou si des écueils réglementaires inattendus surgissent au cours du processus, cela peut contrarier les nouveaux investisseurs. Le retardement inutile de la construction de nouveaux réseaux conformes à l'intérêt public, et les contraintes d'approvisionnement qui s'ensuivent, peuvent se traduire par une hausse des coûts pour les consommateurs d'énergie.

Le plafonnement de la production de gaz naturel dans le BSOC et la construction du gazoduc d'Alliance ont créé des difficultés pour un certain nombre de réseaux plus anciens qui subissent une baisse marquée de leurs contrats de transport à long terme. Le gaz naturel est encore acheminé sur ces réseaux, mais beaucoup d'expéditeurs préfèrent recourir à des arrangements à court terme pour se donner le plus de souplesse possible. Suivant la méthode traditionnelle basée sur le coût de service, les expéditeurs qui continuent de se prévaloir du service garanti doivent supporter le fardeau du recouvrement des frais fixes, en acquittant des droits de transport croissants. L'érosion des contrats à long terme n'a pas compromis le cadre de réglementation axé sur le coût de service, mais il s'imposera peut-être d'envisager de nouvelles conceptions tarifaires pour assurer un partage équitable des coûts et maintenir la compétitivité de ces réseaux.

Enfin, en ce qui touche la viabilité financière des sociétés pipelinières, la communauté financière et certains expéditeurs ont manifesté de l'intérêt à ce que plus de sociétés pipelinières adoptent des cadres pluriannuels pour l'établissement des droits pipeliniers. Cela procurerait plus de certitude à toutes les parties et réduirait le fardeau associé au besoin de négociations et d'instances réglementaires constantes. Tout en ayant pris l'engagement de poursuivre la mise au point d'un cadre de réglementation qui procurerait plus de certitude, l'Office reconnaît qu'il pourrait se révéler difficile de structurer un cadre pluriannuel répondant aux besoins de toutes les parties alors que le contexte commercial connaîtra de profonds changements dans les prochaines années. La communauté financière aimerait aussi voir un resserrement des règles concernant les opérations entre sociétés mères et affiliées, afin de protéger les flux de trésorerie des entités réglementées.

Certains des enjeux que nous venons de mentionner seront réglés entre les parties elles mêmes, et d'autres pourraient se prêter à des mesures réglementaires à l'intérieur ou hors du contexte d'une audience. Quoi qu'il en soit, l'Office continuera à consulter les parties sur ces questions et veillera à solliciter leur avis s'il décide de prendre une initiative réglementaire quelconque.

TABLEAU COMPARATIF DES COTES DE DETTE

Le tableau qui suit compare les échelles utilisées par le DBRS et la S&P pour la cotation de la dette à long terme.

Qualité du crédit	DBRS	S&P
Supérieure	AAA	AAA
	AA élevée	AA+
	AA	AA
	AA faible	AA-
Satisfaisante	A élevée	A+
	A	A
	A faible	A-
Acceptable	BBB élevée	BBB+
	BBB	BBB
	BBB faible	BBB-
Crédit spéculatif	BB élevée	BB+
	BB	BB
	BB faible	BB-
Crédit hautement spéculatif	B élevée	B+
	B	B
	B faible	B-
	CCC	CCC
	CC	CC

Les titres cotés dans la catégorie « Acceptable » ou une catégorie supérieure sont réputés avoir la qualité d'un bon placement.

La Standard & Poor's fournit aussi une perspective de cotation qui reflète la direction qu'une cote de solvabilité à long terme pourrait prendre à moyenne et longue échéance. Une perspective « positive » signifie que la cote pourrait être relevée, une perspective « négative » dénote qu'une cote pourrait être abaissée, et une perspective « stable » indique que la cote ne changera vraisemblablement pas.

RÉSULTATS GLOBAUX DU SONDAGE SUR LES SERVICES LIÉS AUX PIPELINES

Voici les réponses globales que les expéditeurs de plusieurs grandes sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ ont données au sondage. Le site Web de l'Office présente le détail des réponses reçues.

1. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité GLOBALE du service offert par la société pipelinière au cours de la dernière année civile?

1	2	3	4	5	Moyenne
2	10	31	56	29	3,78

2. Quels sont les aspects positifs des services rendus par cette société pipelinière?
3. Quels sont les aspects que cette société pipelinière pourrait améliorer?
4. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
2	9	12	53	52	4,13

5. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité, de la flexibilité et de la fiabilité des systèmes transactionnels de la société pipelinière (commandes, tableaux d'affichage, communication de rapports, passation de marchés, etc.)?

1	2	3	4	5	Moyenne
5	9	32	51	27	3,69

6. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité d'envoi et de l'exactitude des factures et des relevés de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	9	19	49	38	3,93

7. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information sur l'*exploitation* (interruptions, capacité disponible, entretien prévu, écoulements, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
5	9	24	61	26	3,75

8. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information de nature *commerciale* (droits, changements de service, nouveaux services, informations sur les contrats, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
1	11	34	65	16	3,66

9. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'attitude d'amélioration et d'innovation continues adoptée par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
8	21	46	38	11	3,19

10. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'accessibilité à la société pipelinière et de son aptitude à réagir aux problèmes et aux demandes des expéditeurs?

1	2	3	4	5	Moyenne
6	19	28	51	18	3,46

11. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des efforts de la société pipelinière pour trouver des solutions justes et raisonnables lorsqu'elle règle des problèmes?

1	2	3	4	5	Moyenne
6	24	32	42	12	3,26

12. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des options de service (transport garanti, transport interruptible, transport à contre-courant, etc.) offertes par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	6	33	47	15	3,63

13. Dans quelle mesure pensez-vous que les droits de transport de cette société pipelinière sont concurrentiels?

1	2	3	4	5	Moyenne
9	14	55	39	4	3,12

14. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de collaboration (négociations ou réunions de groupes de travail) utilisés par cette société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
6	8	47	45	7	3,35

15. Dans quelle mesure pensez-vous que le règlement négocié actuel ou les arrangements liés aux tarifs permettront d'offrir des résultats justes?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	9	43	49	9	3,38

16. Dans quelle mesure pensez-vous que l'ONÉ a établi un cadre de réglementation approprié qui permet la conclusion de règlements négociés concernant les droits et tarifs?

1	2	3	4	5	Moyenne
5	7	35	51	16	3,58

17. Lorsqu'il n'y a pas de règlement au sujet de questions touchant les droits et les tarifs, dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de l'Office servant à régler les différends?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	11	33	38	13	3,46

18. Que pourrait faire l'Office pour améliorer ses processus d'établissement des droits et tarifs?

19. Autres commentaires